THE NEW BRUNSWICK ELECTRIC POWER COMMISSION

ANNUAL REPORT
1987 - 1988

CONTENTS

3 Comments

5 The Year in Review

13 Directions

15 Financial Statements

31 Corporate Information

32 Statement of Generation and Sales

HIGHLIGHTS

- Net income of $36.0, up from $29.3 million the previous year.
- No increase in rates during the fiscal year.
- Industrial consumption up 6.5%.
- Point Lepreau has 'best in the world' lifetime performance.
- NB Power and Hydro-Quebec sign major firm energy and capacity contract.
- New Brunswick and Quebec sign first Canadian Energy Protocol.

The cover depicts the five sources of power - purchases, oil, hydro, nuclear and coal - available to NB Power.

[redacted]

27 June 1988

To His Honour
The Honourable Gilbert Finn
Lieutenant-Governor of New Brunswick

Sir:

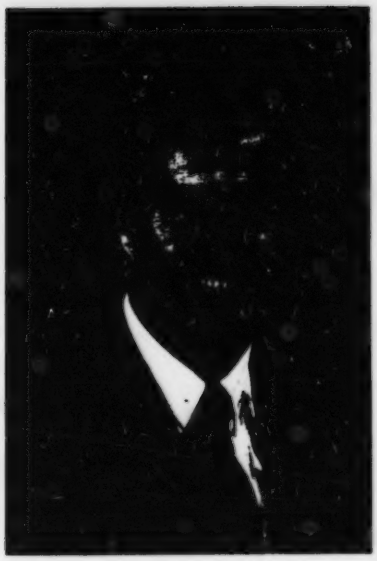
The New Brunswick Electric Power Commission begs leave to submit, in accordance with the Electric Power Act, Chapter E-5, of the revised Statutes of New Brunswick 1973, the following report for the twelve month period ended 31 March 1988.

I am, Your Honour,
Yours very truly,

Rayburn D. Doucett
Chairman
The New Brunswick
Electric Power Commission

In March 1988, Premiers Frank McKenna of New Brunswick and Robert Bourassa of Quebec signed the first Canadian Energy Protocol recognizing past achievements and encouraging future cooperative efforts. Over the last 10 years, interconnection transactions between the two provinces have been of a higher dollar value than those of any other two provinces in Canada. NB Power is pursuing export opportunities to New England including long-term package concepts in cooperation with its neighbouring provinces of Quebec and Nova Scotia.

COMMENTS



Rayburn D. Doucett

Lower fixed costs, combined with increased in-province sales and continuing low fuel oil prices, offset increased plant costs and higher prices for purchased energy and led to a net income of $36.0 million, up from $29.3 million the previous year.

There was no increase in rates during 1987-88 and no increase is planned in 1988-89. This marks the third fiscal year in a row with no increase in rates and the fourth in the 1980's.

In-province energy sales increased by 4.8% during the year reflecting a strong industrial economy and a steady trend by customers to convert to electricity and for new construction to be all-electric.

A new government was elected to office in the province in October 1987. The government's energy policy complemented the utility's development plan and included construction of large new coal-fired plants on the coast for domestic and export use, a smaller coal-fired plant at Grand Lake using local coal resources, and conversion of the oil-fired plant at Coleson Cove.

The Canada/New Brunswick Agreement on a Sulphur Dioxide Reduction Program was signed in early October. The agreement, which calls for a 14% reduction of 1980 SO_2 emissions by 1994, affects NB Power particularly in its use of high-sulphur local coal. The new government supports the environmental objectives but is concerned with the economic impact of meeting the very tough emission limits and is looking to the Government of Canada for assistance in funding SO_2 reduction measures.

Arthur J. O'Connor

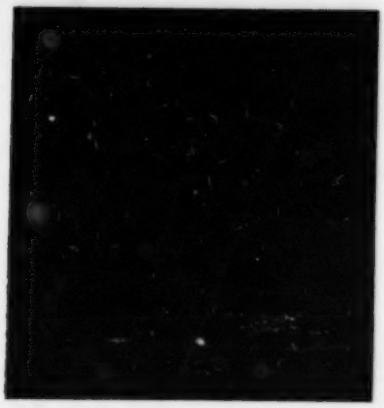
In November, NB Power and Hydro-Quebec announced an important new power purchase option. The Firm Energy and Capacity Contract was signed in March and, if all the options are taken up, the contract will amount to $650 million.

At the same time, a first-ever Energy Protocol was signed by the Provinces of New Brunswick and Quebec recognizing past achievements and encouraging future co-operative efforts in a number of areas, including joint export packages and possible co-operative hydro storage and generation development on the Saint John River.

Each year of operation, the Point Lepreau nuclear generating station has been among the world leaders in performance and, as of the end of December 1987 – a little more than five years after producing electricity for the first time – it was rated as best in the world for lifetime performance. Six other CANDU units were among the top ten.

Rayburn D. Doucett
Chairman

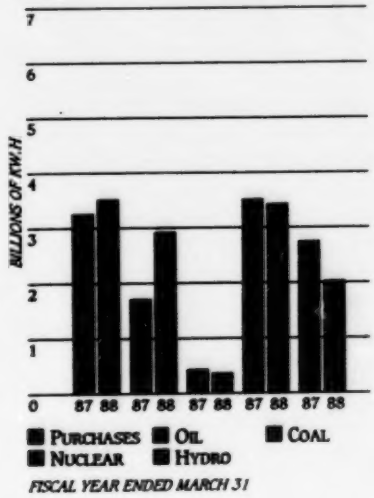
Arthur J. O'Connor
President and General Manager



The relatively low price for fuel oil, which contributed to a net income of $36.0 million in fiscal 1987-88, is not expected to continue much longer. Hence the company is actively proceeding with design specifications to convert two of the three oil-fired units at Coleson Cove to alternative fuels that will be both cost effective and clean. Two liquid fuels are being considered: Orimulsion, a natural bitumen from Venezuela, which will be tested in 1988-89 at the Dalhousie Generating Station, and a coal-water fuel now being studied which would be prepared on site for immediate use thus obviating problems that could arise from storing the mixture for any length of time.

THE YEAR IN REVIEW

ENERGY SOURCES TO MEET IN-PROVINCE LOAD



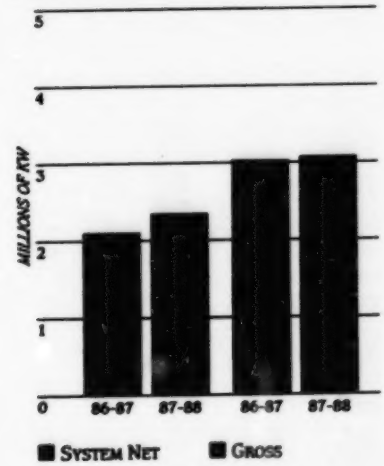
Electrical energy sales to in-province customers increased by 4.8% over the previous fiscal year. A record high operating rate for most industry groups resulted in a 6.5% increase in sales to industrial customers. Residential sales grew by 3.2% as electricity continued to be the preferred choice for space heating conversions and new home heating systems. Sales also increased to general service customers and wholesale customers by 3.8%.

Over 6 400 new customers in all classifications were added to the system during the year. On March 31, 1988 NB Power was serving 297 344 customers including 38 773 indirect customers in the cities of Saint John and Edmundston. These cities buy electricity from NB Power and resell it to their customers.

In-province energy loads for the year were supplied as follows: 28.1% by purchased power as a replacement for thermal generation; 27.6% by nuclear; 23.3% by oil; 16.9% by hydro and 4.1% by coal.

A record peak demand of 2 336 000 kilowatts by in-province customers occurred on January 15, 1988. This was 10.7% higher than the previous record set in fiscal year 1986-87 and about 4.7% higher than forecast. Record sales of energy to in-province customers, totalling 49.1 million kilowatt-hours, were also recorded on that day. Although the temperature was extremely cold, the growth in load was the main reason for the new peak. Surplus energy normally purchased from Hydro-Quebec was not available to meet the demand because of similar peak conditions on their system, nevertheless NB Power's oil-, coal- and diesel-fuelled thermal generating stations and the Point Lepreau nuclear station were able to operate at full output to meet in-province sales and firm export commitments.

IN-PROVINCE AND GROSS PEAK DEMAND



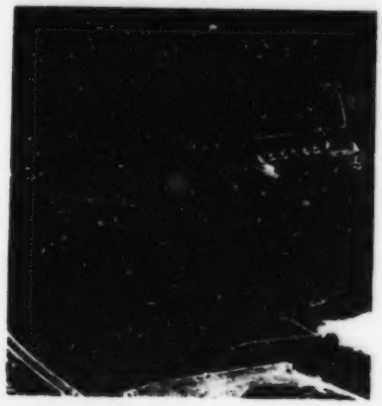
Interconnection energy sales dropped 8.9% from 6 918 million kilowatt-hours in 1986-87 to 6 300 million kilowatt-hours in 1987-88 primarily because of low hydro generation in the first half of the year. Nevertheless, the year's gross peak demand, including interconnection sales, was 3 097 000 kilowatts on January 14, 1988, 1.7% higher than the previous fiscal year.

NB Power signed capacity agreements with Maritime Electric of Prince Edward Island to sell 5 megawatts, and with Central Maine Power and Maine Electric Power Company to sell each of the companies a minimum of 20 megawatts but with the option, by mutual agreement, of increasing the capacity monthly to a maximum of 60 megawatts from November 1987 to October 1988 inclusive.

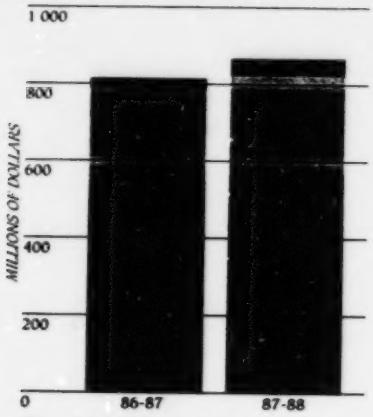
In June 1987 NB Power signed a short-term power purchase contract with Hydro-Quebec for 400 megawatts of capacity and associated energy from June to November 1987 and a 50 megawatt capacity agreement with associated energy from December 17, 1987 to the end of October 1990. In general, however, purchases of energy were down by 13.7% or 915 million kilowatt-hours to 5 745 million kilowatt-hours. Several factors affected NB Power's capacity to import energy including a higher Hydro-Quebec load and technical restrictions involving U.S. power systems.

Point Lepreau generation reached 5 453 million kilowatt-hours representing a fiscal year capacity factor of 91.3%. Hydro energy production of 2 113 million kilowatt-hours was approximately 20.8% lower than the long-term average.

The beautiful Saint John River is the source for most of NB Power's hydro power. The 6-unit generating station at Mactaquac, which at 653 MW is the largest hydro station in the region, has operating control over the Grand Falls (above), Beechwood, Tobique and Sisson generating stations upriver. The hydro-electric potential of the Saint John is not yet exhausted: Water storage sites remain undeveloped on the river's headwaters in Quebec and Maine and an additional 450 MW could be produced at a two-station complex at Grand Falls and Morrell in New Brunswick. Although the additional energy would not be needed by provincial customers until the next century, work on the complex could start earlier if contracts were signed for export sales to New England or to neighbouring provinces.

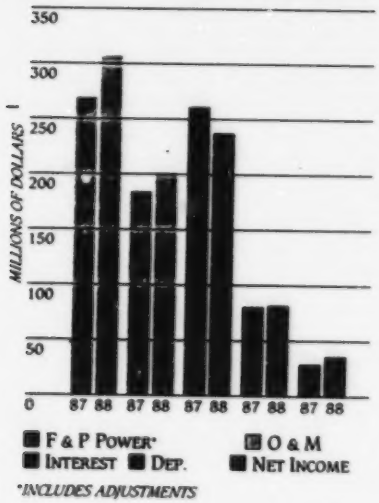


SOURCES OF REVENUE



FISCAL YEAR ENDED MARCH 31

DISTRIBUTION OF REVENUE



*INCLUDES ADJUSTMENTS

Thermal generation was 5 589 million kilowatt-hours, an increase of 44.7% over last year reflecting higher loads and the decrease in imports from Hydro-Quebec. Total Generation and Purchases of 18 901 million kilowatts-hours remained at the 1986-87 record level.

Total revenue amounted to $867.0 million, an increase of $41.7 million, or 5.1% from the previous year. Despite no increase in rates during the fiscal period, 1987-88 in-province revenues rose $25.8 million due to the 4.8% increase in energy sales. Interconnection revenues increased $16.6 million, or 6.2% due to higher export prices for economy energy.

The total cost of fuel and purchased power increased by $55.9 million to $306.8 million. Higher prices for, and reduced availability of, energy from Hydro-Quebec were the major causes of this increase. Operations, maintenance and general expenses increased $17.0 million to $201.4 million due largely to increased maintenance costs, the institution of a past service pension liability amortization charge, and higher labour costs. Depreciation expense increased $0.9 million to $82.2 million. Net financial expenses declined $22.5 million to $238.1 million primarily due to the strengthening of the Canadian dollar.

Below average water flows more than offset the benefits from strong nuclear unit performance and resulted in a withdrawal of $8.0 million from the Generation Equalization Reserve.

Earnings from economy sales to neighbouring utilities were $8.9 million above forecast levels. This amount, plus scheduled amortization of lower-than-forecast earnings of previous years, resulted in a total transfer to the Economy Sales Stabilization Account from income of $10.5 million.

Net income for the year rose to $36.0 million from $29.3 million in the previous year. Earnings invested in the Business increased to $153.2 million after an appropriation of $24.0 million to the Generation Equalization Reserve. Appropriations are made to ensure that the reserve is sufficient to cover the cost of replacement power in the event of unfavourable water flow conditions and below average nuclear unit operating performance for an extended period. Accumulated appropriations to the reserve now amount to $176.0 million.

Total capital expenditures during fiscal 1987-88 were $71.0 million. Funds were borrowed during the fiscal year (US $90 million, 9.5% Debentures due 3 March 2018) to effect a refinancing of an outstanding 15% US dollar borrowing.

In March 1988 NB Power and Hydro-Quebec signed the Firm Energy and Capacity Contract. If all the options are taken up, NB Power will purchase 17.5 billion kilowatt-hours over a 6½ year period to the end of October 1994 and up to 300 megawatts of capacity in the latter years of the contract. At the same ceremony, New Brunswick Premier, Frank McKenna, and Quebec Premier, Robert Bourassa, signed the first Canadian Energy Protocol recognizing what NB Power and Hydro-Quebec have accomplished together over the years and encouraging and supporting future cooperative developments.

The Point Lepreau nuclear generating station performed exceptionally well during the fiscal year. The unit has consistently been a world leader in nuclear generating capability and was rated first in the world for lifetime capacity factor up to the end of December 1987. During the five years that Point Lepreau has been in commercial service it has supplied about one third of the electricity used in the province and has earned more than $600 million in export revenue.

Some 1300 tons of coal would be required to generate the same amount of electricity as one CANDU fuel bundle. When the first 630 MW nuclear unit was built at Point Lepreau in the late 1970s-early 1980s, the site was designed to accommodate a second CANDU-600 to be built at a later date. Current negotiations with Atomic Energy of Canada Ltd. concern a CANDU-300 demonstration unit. Its component design, minimizing installation time and cost, is designed to make the CANDU-300 energy cost competitive with coal. A second nuclear unit at Lepreau could replace a 400 MW coal-fired unit scheduled for the late 1990s.

THE TOP TEN

Lifetime World Power Reactor Performance to Dec. 31, 1987*

(from among 260 reactors over 500 MW)

Country	Ranking	Unit	Type	Capacity † Factor %
	1.	Point Lepreau	CANDU	87.5
	2.	Philippsburg 2	PWR	86.7
	3.	Bruce 3	CANDU	86.7
	4.	Pickering 7	CANDU	86.7
	5.	Pickering 8	CANDU	86.5
	6.	Bruce 7	CANDU	85.6
	7.	Grohnde A-1	PWR	84.7
	8.	Bruce 4	CANDU	84.3
	9.	Bruce 6	CANDU	84.1
	10.	Tihange 3	PWR	84.0

† *Capacity Factor* = $\frac{\textit{actual electricity generation}}{\textit{perfect electricity generation}}$

**Source: Nuclear Engineering International*

In June 1987, NB Power was the host for the Canadian Nuclear Association and the Canadian Nuclear Society's annual meetings held concurrently in Saint John, New Brunswick, 58 km (35 miles) to the east of Point Lepreau. Nine Point Lepreau employees presented technical papers to the conference and three-quarters of the delegates took advantage of the opportunity to tour the nuclear generating station during the conference.

The Circulating Fluidized Bed Project at the Chatham Generating Station was officially opened in August 1987. This combustion research facility has put NB Power on the leading edge of the technology for burning low-grade fuels. In January the facility was used to test-burn 4% sulphur petroleum coke for a U.S. client on a cost-recovery basis. NB Power will continue to test a variety of fuels on a similar basis while accumulating operating experience with the plant.

Coal from Colombia being unloaded at the Dalhousie wharf.

During the year, work continued on retrofitting the Dalhousie I oil-fired unit to test-burn a natural bitumen fuel from Venezuela called Orimulsion. In addition, 12 000 tons of low sulphur coal from Colombia was shipped to the Dalhousie II plant in December for test-burning alone and blended with high sulphur New Brunswick coal. The purpose of the test-burn, which was a total success, was twofold: to determine handling characteristics and design requirements for new coal-burning plants now in the preliminary engineering stages; and to see if blending low sulphur coal, like the Colombian shipment, with high sulphur New Brunswick coal would result in satisfactory combustion.

The investigation into the remedial measures to be undertaken to the concrete structures at the Mactaquac Generating Station continued during fiscal year 1987-88. As a result of this investigation, plans have now been developed to take corrective measures to the intake/spillway structure starting in 1988.

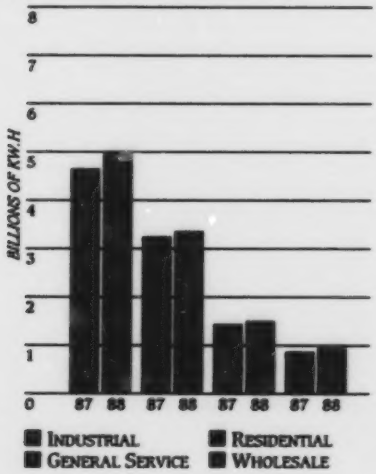
Coal has been mined in New Brunswick since the middle of the seventeenth century. The local coal, which is burned at the Dalhousie (right) and Grand Lake plants, has a high sulphur content. While research proceeds on controlling sulphur dioxide emissions, a new 400 MW plant which will burn imported clean coal will be built to serve in-province and export needs. Construction will start in 1989 pending final site selection. Three sites are being considered: Dalhousie on the Bay of Chaleur, the neighbouring coastal port of Belledune, and Coleson Cove on the Bay of Fundy.

The new control room, Distribution System Operations.

The major new 345 kV transmission line from Bathurst to Eel River was built on schedule and below budget during the summer and autumn and energized in January 1988. The Energy Control Centre building expansion to consolidate Distribution Operations and Energy Control was also completed during the year. The majority of the staff, including all Distribution System Operations had moved into the building by the end of October. The remaining Energy Control Centre staff will be relocated in summer 1988 upon completion of the necessary new facilities at the various terminal locations throughout the province to accommodate the advanced operation and control of the NB Power transmission system.

Work continued throughout the year on computer systems, particularly those systems designed to support the operating divisions to improve customer service. By year end, the final phase of the Work Planning and Scheduling system, designed to optimize the use of crews, vehicles and materials, had been implemented in 13 of the 15 districts. A system to plan for, supply and track construction material was developed for the Engineering & Construction division. A system which permits tendering the company's annual requirements for high use items, with receipt of same on an as needed basis, was developed thereby reducing storage, administration and unit price costs. Additional new computerized systems included the first phase of a fleet management system and the automation of the fixed assets ledger.

IN-PROVINCE ENERGY SALES (BY CLASSIFICATION)

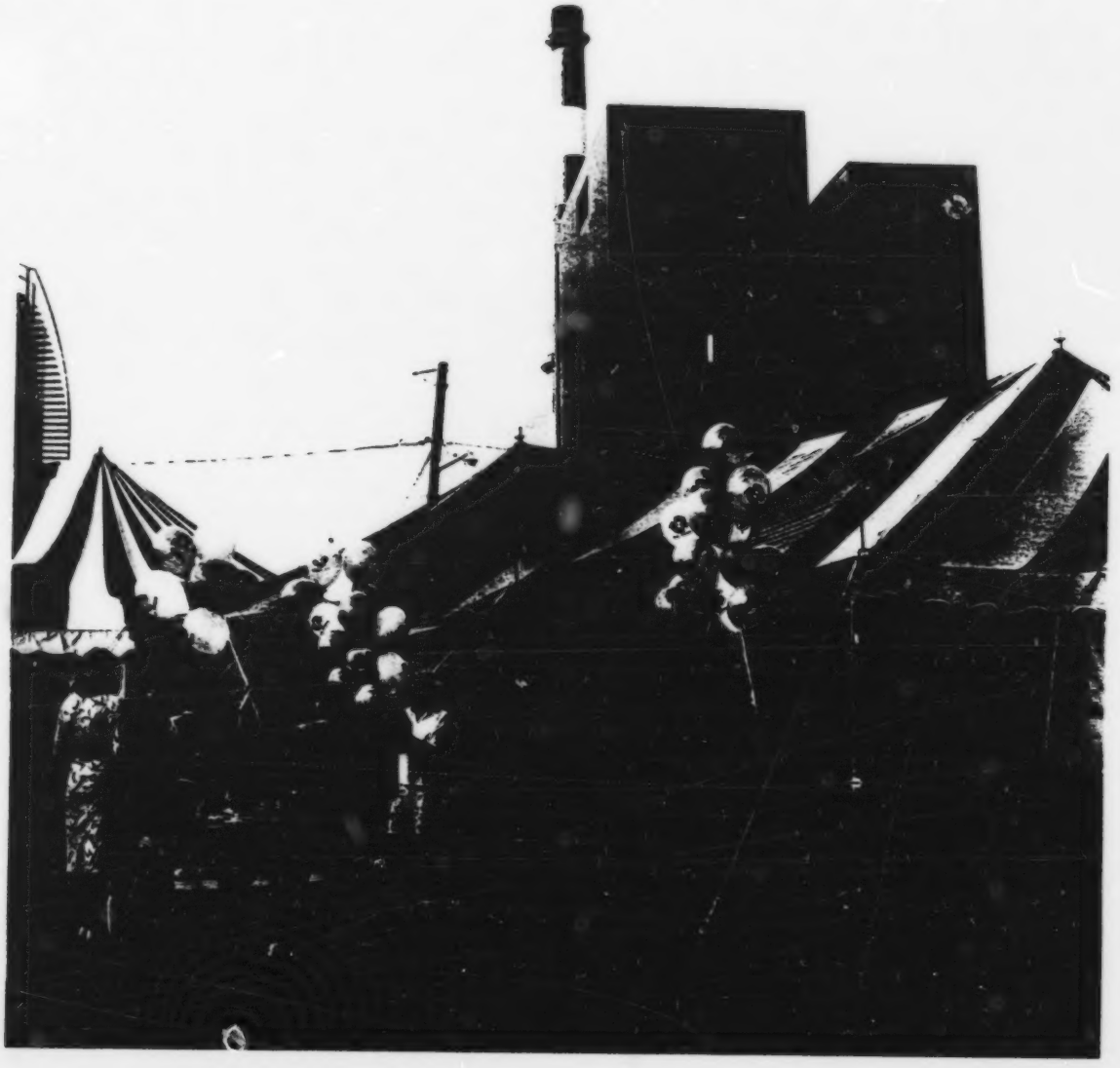


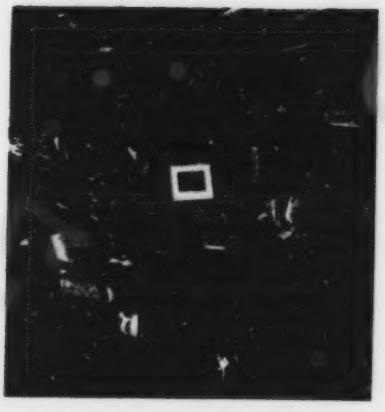
Customer service continued to be a priority. In June 1987 a new bill format was introduced to customers. In addition to optical scanning codes which increase the accuracy and speed of posting payments to customers' accounts, the new format contains more customer information such as daily energy consumption for the current month as well as comparisons with the previous month and year.

In February some 10 000 provincial residential customers completed an Energy Application Survey. This survey, which is done every three years, provides information about residential energy-use patterns in the province and is an important element in the total planning process for New Brunswick's future energy needs. According to the 1988 survey, one out of every two homes in New Brunswick is now heated electrically. A survey of commercial customers in summer 1987 showed that considerable energy conservation measures have been taken in the general service sector. It also revealed that more than half the commercial premises now have electrical space heating.

Customers showed a keen interest in the 'Do.It.Now' residential conservation and conversion program offered during the last quarter of the fiscal year. The program featured a Home Energy Conservation Loan and a Home Wiring Improvement Plan loan which allowed customers to borrow up to $3000 at 7½%.

NB Power continued to provide technical advice to New Brunswick industries to help them achieve energy savings and process improvements through the use of new electrical technologies. One company to benefit from an overall energy-management program, Brunswick Smelting and Fertilizer, was co-winner of the 1987 Canadian Electrical Association National Award for Industrial Energy Efficiency. The same company also won the award in 1988. NB Power actively promotes the CEA Industrial Energy Efficiency Award program by encouraging industries throughout the province to review their operations and make changes that will result in a more efficient use of energy. The ultimate goal is to help New Brunswick industries to be more productive and more competitive in today's economic environment.





NB Power's sixth source of power is its people. Its diverse and skilled workforce consists of more than 2 400 staff employed in a wide range of capacities – engineering, communications, management, support services, construction, maintenance, and training to name but a few. Its excellence in human resource management was acknowledged during the fiscal year by the Canadian Public Personnel Management Association. Children, the human resources of the future, enjoyed themselves at the official opening of the circulating fluidized bed combustion unit at the Chatham Generating Station. CFB combustion is a promising technology for the future.

NB Power also continued its close involvement with provincial universities. In the past the company has funded Chairs in Nuclear Engineering and Power Plant Engineering at the University of New Brunswick in Fredericton. During the 1987-88 fiscal year, the Université de Moncton and NB Power signed an agreement to promote the exchange and sharing of research resources in a variety of fields.

Two union agreements were signed towards the end of the fiscal year, one between NB Coal (a subsidiary of NB Power) and the United Mine Workers of America for the period November 1987 - November 1989; and the other between NB Power and the International Brotherhood of Electrical Workers from January 1, 1987 to the end of December 1989.

Once again NB Power participated in a federally-funded Job Entry/Re-entry program. Job Entry was created to assist unemployed youth in making the transition from school to work. Job Re-entry assists women in making the transition from home to the labour force. Twenty-two trainees took part in the program which involved 13 weeks of classroom instruction and 26 weeks of direct on-the-job training.

For the past several years, the company has supported a Fitness and Lifestyle program. As part of its ongoing commitment to employees' physical well-being, this year the emphasis has been on a smoke-free work environment. To this end the company promoted, organized and supported "I quit smoking" programs for all employees wishing to participate.

At year end, 2410 regular and temporary employees worked for NB Power compared with 2402 employees as at March 31, 1987.

DIRECTIONS

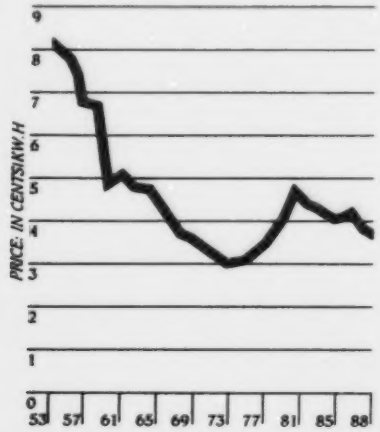
NB Power is on the threshold of a very exciting and challenging period. The period will be one of growth. Planned industrial additions, especially in the mining and paper sectors, will increase the in-province load significantly in the next two to three years. A major challenge will be to satisfy the demands of growth while adhering to the restrictions imposed by federal-provincial guidelines for the control of emissions.

NB Power is preparing to meet the challenge. In fiscal year 1988-89, it will spend $147.7 million on capital projects around the province. This sum includes allocations to power plants, such as a new $8 million precipitator to control particulate emissions from the largest unit at the Grand Lake coal-fired generating station. It also includes $26.2 million for completing a major substation in Moncton and a transformer at the Bathurst terminal, and reinforcing the 345 KV transmission network in the south eastern area of the province as well as developmental work on a second interconnection to Maine. Some $26 million will be spent on the early phases of new generation projects needed to respond to the growth of in-province load.

The 6½-year power-purchase option with Hydro-Quebec which came into effect in May 1988 provides flexibility in generation planning and fits well as an intermediate step in NB Power's expansion program for the 1990s which includes 400 megawatt coal-burning units and a smaller unit at Grand Lake.

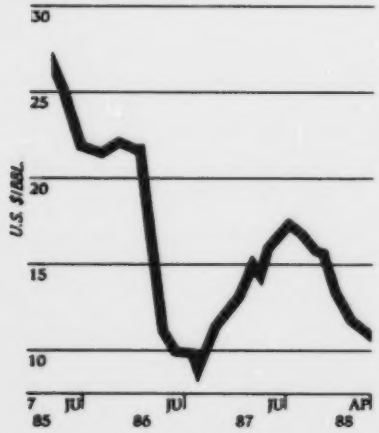
Average Price of Electricity at NB Power

(IN CONSTANT 1981 $)



FISCAL YEAR ENDED MARCH 31

Average Oil Prices – NB Power



JAN. 85 TO APRIL 1988

Tenders have been called for the major steam generator and turbine generator components for one of the new 400 megawatt plants which will be fuelled with low-sulphur, imported coal. The site selection will be finalized in 1988 and actual field construction will start early in 1989. The plant is scheduled to be in full operation by late 1993.

The Hydro-Quebec purchase option also allows more time for detailed work on meeting environmental commitments associated with an expanded use of New Brunswick coal at Grand Lake. The company is proceeding with the necessary work for a new unit at Grand Lake scheduled to be in service not later than 1995. The size of the unit will depend on the technology available and the prevailing environmental guidelines.

While New Brunswick coal is extremely high in sulphur content and expensive to mine, it is a secure fuel resource. NB Power remains committed to its use and is continuing to test-burn the local coal with a variety of sorbents in its combustion research facility at Chatham.

A major test on high-sulphur coal from Nova Scotia is also scheduled for the Chatham research facility in summer 1988. When this has been completed, work will commence on a $2.5 million addition to the circulating fluidized bed boiler at Chatham for a demonstration program to evaluate the use of waste-wood fuel both alone and in combination with New Brunswick coal.

In keeping with the direction to lessen dependence on foreign oil and to diversify further the energy supply mix, NB Power is pursuing the option of converting the Coleson Cove Generating Station oil-burning units to Orimulsion fuel. The necessary engineering and environmental work for the modifications to the plant and the fuel delivery system are proceeding as quickly as possible. In parallel, the company is researching a coal/water fuel which with its lower sulphur content could be a very attractive and widely available fuel.

Negotiations are continuing with Atomic Energy of Canada Limited regarding a possible second CANDU nuclear unit at Point Lepreau. The current concept under review is a demonstration CANDU-300 unit (actual output is 400-450 megawatts) for domestic use in place of one of the 400 megawatt coal-fired units scheduled to be built later in the 1990s.

A second high voltage transmission link between New Brunswick and Maine is now under active study. If constructed it would be an important additional energy corridor to accommodate future energy exchanges. The United States participants in Point Lepreau I extended their contracts during the fiscal year and the company expects further extensions. As well, NB Power is aggressively pursuing new export opportunities into New England for the 1990's. A power package of 1000 MW or more could be available from NB Power and its neighbouring provinces for delivery into New England in the Nineties.

NB Power has a potentially interesting hydro complex on the Saint John River at the Grand Falls and Morrell sites which combined could produce nearly 450 megawatts. Water storage sites remain undeveloped also on the river's headwaters in Quebec and Maine. The Energy Protocol between New Brunswick and Quebec is a first step in seeking the international cooperation required to reap the power benefits which development would bring.

The period ahead is exciting and challenging. But continued good strategic planning and diversification of energy sources, including the prudent use of native resources, will enable NB Power to meet the challenges successfully for the benefit of its customers.

FINANCIAL STATEMENTS

Management Report

The financial statements of The New Brunswick Electric Power Commission have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles as established in Canada. These financial statements are the responsibility of management and have been approved by the Commissioners. In management's opinion, the financial statements have been properly prepared in accordance with the accounting policies set out in notes to the financial statements. Financial information presented elsewhere in this annual report is consistent with that in the financial statements.

Management depends upon a system of internal controls to ensure that financial information is reliable and accurate and that assets are properly safeguarded. The controls and related systems are periodically reviewed by internal auditors.

The financial statements have been examined by the external auditors, Touche Ross & Co. Their responsibility is to express a professional opinion on the fairness of management's financial statements. The Auditors' Report outlines the scope of their examination and their opinion.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET

AS AT MARCH 31, 1988

Assets	1988	1987
Fixed assets		
Land, buildings, plant and equipment, at cost, less accumulated depreciation, and construction-in-progress *(Note 2)*	$2,362,609,298	$2,378,025,436
Current assets		
Cash and short-term investments	139,028,004	24,079,920
Accounts receivable	94,936,124	111,271,448
Material, supplies and fuel	72,611,403	72,963,969
Prepaid expenses	3,077,771	2,833,799
	309,653,302	211,149,136
Deferred charges		
Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized *(Note 3)*	94,737,020	154,171,578
Nuclear unit decommissioning	53,533,908	55,675,272
Debenture and note discount and issue expenses, less amounts amortized	17,709,382	20,292,122
Other deferred charges	7,940,562	2,870,949
	173,920,872	233,009,921
Funds held for specified purposes		
Insurance fund *(Note 4)*	–	7,527,823
	$2,846,183,472	$2,829,712,316

On behalf of The New Brunswick Electric Power Commission

Rayburn Doucett, Chairman

Eric C. Garland, Commissioner

CONSOLIDATED BALANCE SHEET

AS AT MARCH 31, 1988

Liabilities	1988	1987
Long-term debt *(Note 5)*		
Guaranteed by the Province of New Brunswick		
Debentures and notes issued by the Commission	$1,603,681,965	$1,728,689,431
Note payable to Atomic Energy of Canada Limited	332,813,814	337,724,486
Loans from Northern Canada Power Commission	39,938,997	41,877,604
Other long-term debt – not guaranteed	148,655,487	40,672,612
	2,125,090,263	2,148,964,133
Less payments due within one year	331,273,353	60,509,348
	1,793,816,910	2,088,454,785
Current liabilities		
Short-term indebtedness *(Note 6)*	7,933,679	6,468,959
Accounts payable and accruals	52,204,332	64,342,897
Accrued interest	102,308,922	104,908,528
Current portion of long-term debt	331,273,353	60,509,348
Holdbacks on contracts in progress	1,615,536	2,382,151
Service deposits	1,564,971	1,315,798
	496,900,793	239,927,681
Deferred liabilities		
Economy sales stabilization account *(Note 7)*	10,792,953	267,780
Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning *(Note 8)*	108,938,193	97,349,090
Other *(Note 9)*	4,010,784	–
	123,741,930	97,616,870
Minority interest in subsidiary company	(32,292)	9,025
Reserves *(Note 10)*	278,579,974	270,035,974
Earnings invested in the business	153,176,157	133,667,981
	$2,846,183,472	$2,829,712,316

CONSOLIDATED STATEMENT OF INCOME

FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1988

	1988		1987	
Revenue				
Sales of power				
In-province	$567,810,876		$542,030,089	
Out-of-province *(Note 11)*	285,137,931		268,502,369	
Sales of steam	4,857,403		4,796,952	
Miscellaneous	9,144,292		9,900,726	
		$866,950,502		$825,230,136
Expenditure				
Purchased power	131,563,572		120,424,919	
Generated power				
Fuel	175,243,798		130,511,569	
Other	108,964,046		93,270,976	
Operations, maintenance, administration and general	92,393,588		91,091,269	
Depreciation *(Note 1.a.)*	82,157,103		81,250,152	
		590,322,107		516,548,885
Income before interest and exchange		276,628,395		308,681,251
Interest and exchange	258,556,686		267,492,690	
Amortization of debenture discount and expense	3,883,253		2,946,638	
Amortization of unrealized foreign exchange	22,303,624		34,160,483	
	284,743,563		304,599,811	
Less				
Income from sinking funds and other investments	44,286,053		41,390,513	
Interest capitalized	2,365,147		2,569,354	
	46,651,200		43,959,867	
		238,092,363		260,639,944
Net operating income for the year before the following items		38,536,032		48,041,307
Generation equalization adjustment	7,956,000		(16,135,000)	
Transfer from *(to)* economy sales stabilization account *(Note 7)*	(10,525,173)		(2,179,430)	
		(2,569,173)		(18,314,430)
Net income for the year before the following items		35,966,859		29,726,877
Goodwill written off	–		(580,692)	
Minority interest in losses of subsidiary company	41,317		158,251	
		41,317		(422,441)
Net income for the year		$ 36,008,176		$ 29,304,436

CONSOLIDATED STATEMENT OF EARNINGS INVESTED IN THE BUSINESS

FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1988

	1988	1987
Balance at beginning of year	$133,667,981	$121,363,545
Transfer - insurance reserve *(Note 4)*	7,500,000	–
Net income for the year	36,008,176	29,304,436
	177,176,157	150,667,981
Appropriation to generation equalization reserve	24,000,000	17,000,000
Balance at end of year	$153,176,157	$133,667,981

CONSOLIDATED STATEMENT OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION

FOR THE YEAR ENDED MARCH 31, 1988

	1988	1987
Operating activities		
Net income for the year	$ 36,008,176	$ 29,304,436
Amounts charged or credited to operations not requiring a current cash payment	128,560,801	149,892,941
Cash earned from operating activities	164,568,977	179,197,377
Financing activities		
Debt retirements and sinking fund payments	(99,548,935)	(95,467,654)
Assumption of liabilities of subsidiary company acquired	–	40,496,061
Long-term debt obligations acquired	111,505,486	2,631,102
Liquidation of insurance fund	7,918,281	–
Cash provided by *(used in)* financing activities	19,874,832	(52,340,491)
Investment activities		
Expenditure on fixed assets	(70,990,627)	(114,002,697)
Increase in deferred charges	(5,897,399)	(755,010)
Investment in assets of subsidiary company	–	(41,504,592)
Amounts financed by customer contributions, government grants and proceeds on disposal of fixed assets	4,739,276	40,617,329
Cash provided by *(used in)* investment activities	(72,148,750)	(115,644,970)
Net change in non-cash working capital balances	1,188,305	11,582,040
Net increase in cash during the year	113,483,364	22,793,956
Cash position at beginning of the year	17,610,961	(5,182,995)
Cash position at end of the year	$131,094,325	$ 17,610,961
Represented by		
Cash and short-term investments	$139,028,004	$ 24,079,920
Short-term indebtedness	(7,933,679)	(6,468,959)
	$131,094,325	$ 17,610,961

NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
MARCH 31, 1988

1. Summary of significant accounting policies

The financial statements, which have been prepared in conformity with generally accepted accounting principles as established in Canada, give effect to the Commission's mandate to set power rates. The financial statements include the accounts of the Commission and those of its 90% owned subsidiary, N.B. Coal Limited.

a. Fixed asset additions and retirements

The cost of additions to fixed assets is the original cost of contracted services, direct labour and material, interest on funds used during construction and indirect charges for administration and other expenses, less credits for the value of power generated during commissioning. Administration and other expenses are capitalized during construction by applying a portion of such overheads to direct construction costs incurred each month.

Interest during construction is capitalized monthly based on the cost of long-term borrowings.

Contributions in aid of construction include amounts received from customers as well as government grants in respect of new facilities and are netted against the cost of plant financed thereby. Amounts received from customers are being amortized over the estimated service lives of the related assets, and the resulting credit is offset against the corresponding provision for depreciation.

Depreciation is provided for all assets sufficient to amortize the cost of such assets, less estimated salvage value where applicable, over their estimated service lives. The nuclear generating station is depreciated using an escalating charge method with annual increases based upon a 3% factor. Depreciation is provided on mining equipment under capital lease on an increasing charge basis, the depreciation amount being equal to the principal debt retirement required under the lease obligation, such that the annual depreciation and interest charge to income is the same as the annual lease payments over the life of the lease. All other assets are depreciated on a straight-line basis. Depreciation is provided on the net cost of fixed assets in respect of which government grants have been provided. The estimated composite service lives of the main categories of fixed assets, which are reviewed periodically, are currently as follows:

Assets	Years
Hydro Generating Stations	83
Thermal Generating Stations	30
Nuclear Generating Station	30
Gas Turbine Generating Station	25
Diesel Generating Station	20
Terminals and Substations	30
Transmission System	45
Distribution System	28
Buildings	
- General	40
- Head Office	50
Mining equipment	20

The estimated composite lives for hydro generating stations and the transmission system, as well as individual component lives in other asset categories, were changed with effect from April 1, 1987 from the previous levels of 68 years and 40 years respectively. Depreciation charges for the year ended March 31, 1988 were reduced by $2,650,000 as a result of these changes.

b. Inventories

Inventories of materials and supplies are valued at average cost. Oil and nuclear fuel inventory is valued at cost using the first-in, first-out method. Coal inventory is valued at the lower of average cost, which includes the costs of direct labour and overhead, and net realizable value.

c. Debenture and note discounts and premiums, and issue expenses
The Commission amortizes debenture and note discounts or premiums and the expenses of issues over the lives of the issues to which they pertain.

d. Other deferred charges
Survey and engineering expenses relating to construction projects being considered are deferred until a project is authorized for construction by the Commission. Such costs, together with preproduction and net development costs relating to mining operations, and certain training costs are then amortized against future income either directly or by annual depreciation charges resulting from certain of the items being capitalized. The costs of major geological studies undertaken to establish the location and quality of coal deposits are deferred and amortized on a straight-line basis over five years, commencing in the year subsequent to the year in which the exploration costs were incurred.

e. Foreign exchange transactions
Monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are translated to Canadian dollars at rates of exchange prevailing at the balance sheet date except where such items have been hedged by the acquisition of a forward exchange contract, in which case the rate established by the terms of the contract is used in the translation. Unrealized losses or gains arising on translation of long-term items are amortized to income on a straight-line basis over the remaining life of the related monetary assets or liabilities, except that amounts associated with the financing of major construction projects still in progress are deferred until the project is completed before being amortized over the then remaining life of the related monetary liabilities. The unamortized balance of the deferred exchange gains or losses are accumulated in an unrealized foreign exchange account which is shown on the balance sheet under deferred charges.

Exchange gains or losses resulting from transactions affecting current operations are reflected in income as realized.

f. Revenue
Billings to residential and general service customers are rendered monthly on a cyclical basis. All other customers are billed at the end of each month. Revenue in respect of items not billed at the end of a fiscal period is estimated and accrued.

g. Deferred costs or revenues
The Commission's power rates are established annually to recover its operating costs and a return on its investment consistent with prudent financial management. Each year certain factors, relating to water flow conditions, nuclear operating performance and economy sales transactions, which are largely outside the control of the Commission, may result in costs or revenues which vary from those originally included in the calculation of revenue requirements. The Commission accounts for such variations through a Generation Equalization Adjustment and an Economy Sales Stabilization Account.

Generation Equalization Adjustment
In order to equalize the fluctuations in generating costs caused by variations from average water flow conditions and nuclear operating performance, the Commission annually charges or credits income with an amount calculated to adjust such costs to an average value. The offsetting debit or credit is included in the generation equalization reserve account. The calculation of the adjustment is based on historical water flow data compiled over a period of 35 years and on the performance expectations of the nuclear generating station developed from comparable industry statistics and the operating experience of the nuclear unit itself.

Economy Sales Stabilization Account
The Commission annually charges or credits income with the difference between actual and forecast earnings on economy sales transactions with neighbouring utilities. The offsetting debit or credit is included in the Economy Sales Stabilization Account. Amounts so deferred are brought into the calculation of future revenue requirements in equal amounts over a period of three years and are amortized to the income statement on this basis.

h. Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning

In order to provide for the estimated future costs of permanently disposing of irradiated nuclear fuel and decommissioning the nuclear generating station to return the site to a state of unrestricted use, the Commission annually charges income with amounts calculated to be adequate, when accumulated with interest, to cover the total costs of these future activities as they occur. The calculations of the anticipated future costs are based on a detailed study which takes into account various assumptions regarding the method and timing of dismantlement of the nuclear facility, the cost of transportation of nuclear material to permanent disposal facilities, and estimates of interest and inflation rates in the future. With respect to irradiated nuclear fuel, the annual charge is related to the amount of nuclear fuel consumed while the decommissioning requirements are on the basis of equal annual amounts over the life of the unit.

The Commission is accounting for these transactions through means of deferred asset and deferred liability accounts. The total amount required to be collected over the life of the unit to cover decommissioning activities was recorded in these accounts as of the date the nuclear unit was placed in service. The deferred asset account is reduced annually by the amount collected from customers for decommissioning. The deferred liability account is increased each year by the amount collected from customers to cover disposal of irradiated nuclear fuel consumed during the year and by interest, compounded annually, on the accumulated amounts collected. Interest is calculated at the Commission's long-term borrowing rate and is charged to income annually.

In view of potential developments in the technology of decommissioning and irradiated fuel management, and because of the various assumptions and estimates inherent in the calculations, the Commission reviews such calculations periodically, making adjustments as necessary on a prospective basis.

i. Pension plans

Commission employees belong to the Province of New Brunswick Public Service Superannuation Plan. This multi-employer plan provides pensions based on length of service and the average of the highest five consecutive years of earnings. The Commission and its employees make contributions to the plan as prescribed in the Public Service Superannuation Act, and the Commission's share is reflected as a charge against income.

An actuarial review has estimated the Commission's share of the Province's unfunded pension obligation. Based on this estimate, the Commission, commencing in the fiscal year ended March 31, 1988, annually charges income with amounts calculated to be adequate, when accumulated with interest over the estimated average remaining service lives of the employees, to fund the obligation. Amounts so charged are shown on the balance sheet under deferred liabilities – other.

N.B. Coal maintains a pension plan wherein its employees contribute a percentage of earnings and the company pays all other costs. Pension benefits are based on the employees' contributions to the plan. The latest actuarial review carried out in January 1986 indicated that all vested benefits were fully funded. Pension costs associated with current service are charged to income and funded in the period in which the service is rendered. Special retirement benefits for early retirement and severance allowances are charged to income and funded as incurred.

2. Fixed assets

	1988	1987
Land, buildings, plant and equipment, at cost		
Power generating stations	$2,269,766,083	$2,224,664,146
Transmission system	175,390,431	163,382,523
Substations	210,160,307	205,761,100
Distribution system	347,931,052	321,134,000
Other properties	33,026,066	28,296,292
Communications equipment	7,419,970	6,698,060
Mining equipment and related assets	50,374,349*	49,763,766*
Motor vehicles and miscellaneous equipment	40,169,161	35,385,216
	3,134,237,419	3,035,085,103
Less		
Contributions in aid of construction	15,163,714	14,656,376
Government grants	58,000,000	57,993,313
	73,163,714	72,649,689
	3,061,073,705	2,962,435,414
Less accumulated depreciation	723,413,687	642,875,907
	2,337,660,018	2,319,559,507
Construction-in-progress	24,949,280	58,465,929
	$2,362,609,298	$2,378,025,436

** Includes $34,792,241 (1987 - $34,792,241) being the gross amount of assets under capital lease. Accumulated depreciation includes $8,798,181 (1987 - $7,428,858) with respect to these assets.*

3. Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized

	1988	1987
Exchange adjustment at balance sheet date		
On debentures and notes issued by the Commission		
Payable in Swiss francs	$ 96,396,689	$ 89,216,640
Payable in United States dollars	125,124,254	183,521,963
On other debentures issued		
Payable in United States dollars	(1,737,000)	–
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies held in sinking funds maintained by the Province of New Brunswick	(1,555,987)	(13,128,152)
Exchange premium on assets held in the insurance fund	–	(27,823)
	218,227,956	259,582,628
Less accumulated amortization	123,490,936	105,411,050
	$ 94,737,020	$154,171,578

4. Insurance fund

On April 3, 1987, the Commission liquidated its Insurance Fund and transferred the balance in the insurance reserve to earnings invested in the business. Due to the growth in size of the utility, it is the Commission's opinion that a funded reserve against such losses is no longer required.

5. Long-term debt

Debentures and notes issued by the Commission

Date of maturity	*Interest rate %*	1988	1987
Payable in Canadian dollars			
1988 November 1	5½	$ 2,000,000	$ 2,000,000
1989 October 15	8½	228,000	228,000
1990 January 10	11¼	50,000,000	50,000,000
1990 May 15	13¾	73,117,000	73,117,000
1990 August 1	9	293,000	293,000
1991 July 1	5¾	5,000,000	5,000,000
1992 March 15	5½	7,350,000	7,350,000
1993 February 8	11¾	100,000,000	100,000,000
1993 November 1	5½	6,000,000	6,000,000
1994 June 15	5½	10,000,000	10,000,000
1994 December 31	5½	3,790,000	3,790,000
1995 May 1	6¼	15,000,000	15,000,000
1995 May 15	10⅜	20,000,000	20,000,000
1995 October 15	5¾	7,500,000	7,500,000
1996 January 1	6	13,800,000	13,800,000
1996 March 1	6	4,000,000	4,000,000
1996 October 1	6½	6,100,000	6,100,000
1996 November 15	7⅞	20,000,000	20,000,000
1997 October 15	8⅜	20,000,000	20,000,000
1998 November 15	8½	25,000,000	25,000,000
1999 October 1	11	24,674,000	24,674,000
1999 December 31	5½	8,210,000	8,210,000
2000 March 1	10	50,000,000	50,000,000
2000 August 25	11⅞	35,000,000	35,000,000
2003 December 21	10¼	75,000,000	75,000,000
2004 November 1	13¼	100,000,000	100,000,000
2005 January 10	11¼	50,000,000	50,000,000
2005 May 1	12½	75,000,000	75,000,000
		807,062,000	807,062,000
Payable in Swiss francs			
1991 September 26 *(SFr80,000,000)*	5	33,111,200	33,111,200
1992 August 30 *(SFr73,770,000)*	5¼	33,203,877	33,203,877
1993 March 30 *(SFr70,000,000)*	3¾	39,979,100	42,834,750
Canadian dollars at date of issue		106,294,177	109,149,827
Exchange adjustment at balance sheet date		96,396,689	89,216,640
		202,690,866	198,366,467

Date of maturity	*Interest rate %*		1988		1987
Payable in United States dollars					
1987 September 1	5¼	US$	–	US$	624,000
1988 October 1	17		60,000,000		60,000,000
1989 March 1	16¼		75,000,000		75,000,000
1990 April 15	5		4,847,000		5,705,000
1991 May 1	5½		6,366,000		7,148,000
1991 May 1	15		100,000,000		100,000,000
1991 November 15	6		17,500,000		17,500,000
1992 October 15	6½		15,000,000		15,000,000
1993 February 15	6⅞		15,000,000		15,000,000
1994 February 1	7¾		10,000,000		10,000,000
1994 June 10	7¾		55,000,000		55,000,000
1995 October 1	10½		75,000,000		75,000,000
1997 February 15	9		62,500,000		68,750,000
1998 April 1	7⅞		30,825,000		32,400,000
2001 May 1	9⅜		100,000,000		100,000,000
2004 April 1	8¾		50,000,000		50,000,000
2005 January 15	10		75,000,000		75,000,000
2007 August 1	8¾		75,000,000		75,000,000
United States dollars			827,038,000		837,127,000
Exchange premium at date of issue		CDN$	71,512,341	CDN$	71,942,342
Exchange adjustment at balance sheet date			125,124,254		183,521,963
			1,023,674,595		1,092,591,305
			2,033,427,461		2,098,019,772
Less sinking fund assets held in trust by the Province of New Brunswick					
Book value			428,189,509		356,202,189
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies			1,555,987		13,128,152
			429,745,496		369,330,341
			$1,603,681,965		$1,728,689,431

		1988		1987
Atomic Energy of Canada Limited				
Note payable in equal annual instalments of principal and interest at 9.7064% per annum to the year 2008		$332,813,814		$337,724,486
Northern Canada Power Commission				
Loans repayable in annual instalments of principal and interest at rates varying from 4½% to 8½% per annum to the year 2011		$ 39,938,997		$ 41,877,604
Other long-term debt – not guaranteed				
Debentures issued				
Repayable on March 3, 2018 and bearing interest at 9½% per annum	US$	90,000,000	US$	–
Exchange premium at date of issue	CDN$	22,806,000	CDN$	–
Exchange adjustment at balance sheet date		(1,737,000)		–
These debentures were held by the Province of New Brunswick at March 31, 1988.		111,069,000		–
City of Campbellton - in respect of the purchase of distribution system; payable in equal annual instalments of principal and interest at 9¼% per annum to the year 1993		656,676		756,632
Government of Canada - in respect of the construction of a transmission line from Colesor. Cove to Salisbury; payable in equal annual instalments of principal and interest at rates varying from 9¼% to 9⅝% per annum to the year 2011		6,050,258		6,126,160
Term demand loans of N.B. Coal, at interest rates which approximate the bank's prime lending rate, payable under term repayment provisions to the year 1992		3,650,000		4,792,000
Obligations under capital lease				
Capital lease obligations on mining equipment are comprised of the following:				
Scotia Leasing Limited, payable together with interest at 7.35% per annum, in equal semi-annual installments to the year 1999		26,741,843		28,290,570
Other		487,710		707,250
		27,229,553		28,997,820
Other long-term debt – not guaranteed		$148,655,487		$40,672,612

Long-term debt payments

Long-term debt maturities (after deducting sinking funds estimated to be available at maturity inclusive of actual earnings to March 31, 1988 and future earnings calculated at 8%) and sinking fund requirements, and minimum lease payments, in respect of debt outstanding at March 31, 1988 are as follows for the five years ending March 31, 1993, using exchange rates in effect at March 31, 1988 for debt denominated in foreign currencies:

	Debt maturities and sinking fund obligations	Minimum lease payments
Year ending March 31, 1989	$331,300,000	$ 3,906,556
Year ending March 31, 1990	100,700,000	3,803,556
Year ending March 31, 1991	131,900,000	3,224,686
Year ending March 31, 1992	86,300,000	3,118,686
Year ending March 31, 1993	195,600,000	3,118,686
Years ending March 31, 1994-1999		25,119,797
Total minimum lease payments		42,291,967
Less amount representing implicit interest		15,062,414
		$27,229,553

Sinking funds

The Minister of Finance of the Province of New Brunswick, as Trustee for the Commission, maintains a sinking fund for all debenture issues requiring same. Sinking fund earnings are reflected in the Commission's income. Commission debentures held in the fund are not cancelled until maturity.

6. Short-term indebtedness

Short-term borrowings from banks are payable on demand and are reflected on the balance sheet, together with outstanding cheques, under the caption "Short-term indebtedness". The Commission has bank lines of credit, guaranteed by the Province of New Brunswick, for short-term borrowings totalling $130,000,000. The Commission also borrows funds for temporary purposes from other sources from time to time including the Province of New Brunswick.

N.B. Coal has bank lines of credit which, together with the term demand loans referred to in Note 5, are secured by a general assignment of book debts, assignment of inventory under Section 178 of the Bank Act, and a chattel mortgage on certain assets.

The total of all short-term borrowings was $1,845,251 at March 31, 1988 *(1987 - $1,123,937)*.

7. Economy Sales Stabilization Account

	1988	1987
Balance at beginning of year	$ 267,780	$(1,911,650)
Excess of actual over forecast earnings from economy sales for year	8,940,095	4,044,015
Amount amortized	1,585,078	(1,864,585)
	10,525,173	2,179,430
Balance at end of year	$10,792,953	$ 267,780

8. Irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning

	1988	1987
Balance at beginning of year	$ 97,349,090	$ 87,503,826
Amounts collected from customers to cover cost of disposal of nuclear fuel consumed during the year	6,736,511	6,200,312
Interest	4,852,592	3,644,952
Deferred liability account for irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning	108,938,193	97,349,090
Less deferred asset account for nuclear unit decommissioning	53,533,908	55,675,272
Cumulative amount collected from customers	$ 55,404,285	$ 41,673,818

Charges for irradiated fuel management and nuclear unit decommissioning, including interest, are brought into the calculation of revenue requirements each year and collected from in-province and interconnected customers through sales of power. The total amount so collected is represented by the net of the liability account and the deferred asset account for nuclear unit decommissioning. This amount, representing $41,689,589 for disposal of nuclear fuel consumed to date and $13,714,696 for nuclear unit decommissioning, is currently being utilized by the Commission as a source of funds.

9. Deferred liabilities – other

	1988	1987
Provision for unfunded pension obligation	$ 2,775,000	$ –
Provision for N.B. Coal land reclamation costs	1,235,784	–
	$ 4,010,784	$ –

10. Reserves

	1988	1987
Generation equalization		
Balance at beginning of year	$262,535,974	$229,400,974
Generation equalization adjustment	(7,956,000)	16,135,000
Generation equalization appropriation	24,000,000	17,000,000
Balance at end of year	278,579,974	262,535,974
Insurance (Note 4)	–	7,500,000
	$278,579,974	$270,035,974

Generation equalization reserve

In addition to the annual adjustment to generation cost described in Note 1.g., the Commission, as it deems advisable, increases the generation equalization reserve by appropriations from earnings invested in the business. Total appropriations to the reserve amounted to $176,000,000 at March 31, 1988 *(1987 - $152,000,000)*. Appropriations are made to help ensure that the reserve is sufficient to cover the cost of replacement power in the event of unfavourable water flow conditions and nuclear operating performance for an extended period.

11. Sales of power

Out-of-province sales of power include $253,223,185 *(1987 - $242,251,795)* to utilities in the United States.

The price of these sales includes incremental fuel and operating costs plus a margin of net benefit to the Commission.

12. Subsequent event

On May 11, 1988, the Commission entered into a commitment to issue on July 15, 1988 SFr75,000,000 4% debentures to mature on July 15, 1992.

On May 26, 1988, the Commission exercised its right by giving notice to the debenture holders that SFr73,770,000 5¼% debentures, originally due on August 30, 1992, would be called for early redemption on August 30, 1988.

AUDITORS' REPORT

Touche Ross

The Honourable Frank McKenna,
Premier of the Province of New Brunswick,
Fredericton, New Brunswick

Sir,

We have examined the consolidated balance sheet of The New Brunswick Electric Power Commission as at March 31, 1988 and the consolidated statements of income, earnings invested in the business, and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the Commission as at March 31, 1988 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Touche Ross & Co.

Chartered Accountants

Fredericton, N.B.
June 27, 1988

Touche Ross & Co.
Chartered Accountants
860 Carleton Place
520 King Street
Fredericton
New Brunswick
E3B 6G3
Telephone: 506 458-8105

Corporate Information

Managing Officers

Arthur J. O'Connor
President and General Manager

Frank C. MacLoon
Executive Vice-President

Richard A. Toner
Senior Vice-President Administration

G. Linwood Titus
Senior Vice-President Operations

Peter J. Dykeman, Q.C.
Vice-President Legal and Corporate Secretary

Kenneth B. Little
Vice-President Finance

Terrence S. Thompson
Director, Public Affairs and Marketing

Frank H. Ryder
Director, Corporate Economic Studies

Commission

*Rayburn D. Doucett, *Chairman*

Eric C. Garland

*George Lloyd

*Gary Long

Bélonie Mallet

Donna K. Young

**Gaétan Bossé

**Harry Williston

**Leslie I. Hull

**William K. Cleghorn

**Louis E. Landry

**William T. McRae

**George W. Sparks

*Appointed to the Board during the fiscal year.
**Retired from the Board during the fiscal year.

STATEMENT OF GENERATION AND SALES *For Fiscal Year Ended 31 March 1988*

	1988 Kilowatt Hours	1987 Kilowatt Hours	Difference Kilowatt Hours	
Generation				
Hydro	2 113 086 300	2 756 020 200	– 642 933 900	– 23.3%
Thermal	5 588 646 500*	3 862 215 000*	1 726 431 500	44.7%
Nuclear	5 453 420 000	5 625 467 000	– 172 047 000	– 3.1%
Diesel	172 500	31 100	141 400	454.7%
Purchases	5 745 221 400	6 659 879 000	– 914 657 600	– 13.7%
Gross Gen. & Purchases	18 900 546 700	18 903 612 300	– 3 065 600	–
Station Service	779 999 300	776 920 000	3 079 300	.4%
Net Generation & Purchases	18 120 547 400	18 126 692 300	6 144 900	–
Losses-Transformer & Transmission	690 517 370	625 254 492	65 262 878	10.4%
Losses % of Net Gen. & Purchases	3.8%	3.5%		
Total Energy Distribution	17 430 030 030	17 501 437 808	– 71 407 778	– .4%
** (P.E.I. Portion of Dalhousie #2 Not Included)*				
Sales				
Wholesale	910 460 065	876 888 309	33 571 756	3.8%
Industrial Power	4 968 943 321	4 666 341 126	302 602 195	6.5%
General Service	1 498 517 523	1 443 659 482	54 858 041	3.8%
Residential	3 361 045 873	3 256 193 095	104 852 778	3.2%
Average Annual kW.h per Residential Customer	14 328	14 201		
Street Lights	60 619 862	57 950 901	2 668 961	4.6%
Total In-Province Sales	10 799 586 644	10 301 032 913	498 553 731	4.8%
Interconnections	6 299 914 000	6 917 621 000	– 617 707 000	– 8.9%
Grand Total	17 099 500 644	17 218 653 913	– 119 153 269	– .7%
Station & Internal Use	780 394 235	777 325 559	3 068 676	– .4%
Total Losses	1 020 651 821	907 632 828	113 018 993	12.5%
Gross Generation & Purchases	18 900 546 700	18 903 612 300	– 3 065 600	–

STATEMENT OF OPERATING AND PHYSICAL STATISTICS

	31 March 1988	31 March 1987	31 March 1986	31 March 1985	31 March 1984
Plant Nameplate Capacity-kW	3 189 976	3 189 976	3 189 976	3 189 976	3 136 576
Gross Generation – Purchases kW.h	18 900 546 700	18 903 612 300	18 238 478 600	16 767 216 300	16 299 213 045
Total Energy Distributed - kW.h	17 430 030 030	17 501 437 808	16 868 179 652	15 373 362 256	14 878 818 986
Total Revenue	$ 866 950 502	$ 825 230 136	$ 894 349 683	$ 834 207 263	$ 768 678 286
Total Expenditures and Appropriations	$ 854 942 326	$ 812 925 700	$ 880 421 689	$ 828 600 337	$ 767 725 791
Fixed Assets, Including Work In Process	$3 086 022 985	$3 020 901 343	$2 903 246 670	$2 857 840 021	$2 774 479 060
Current Assets	$ 309 653 302	$ 211 149 136	$ 205 458 297**	$ 190 109 633	$ 177 891 920
Current Liabilities	$ 496 900 793	$ 239 927 681	$ 255 352 964	$ 308 998 965	$ 283 747 745
Inventories	$ 72 611 403	$ 72 963 969	$ 67 069 700	$ 78 457 920	$ 64 455 755
Long Term Debt - Net	$1 793 816 910	$2 088 454 785	$2 162 631 985	$2 127 953 404**	$2 123 004 783**
Sinking Funds Assets	$ 429 745 496	$ 369 330 341	$ 318 077 572	$ 253 682 054**	$ 191 820 714**
Accumulated Depreciation	$ 723 413 686	$ 642 875 907	$ 550 568 272	$ 484 942 575	$ 415 100 166
Other Reserves, Earnings Retained In The Business & Minority Interest in Subsidiary	$ 431 723 839	$ 403 712 980	$ 358 264 519**	$ 311 780 781	$ 274 414 855
Reserves, Earnings Retained In The Business, Minority Interest in Subsidiary & Accumulated Depreciation	$1 155 137 525	$1 046 588 887	$ 908 832 791**	$ 796 723 356	$ 689 515 021
Total Reserves, Earnings Retained In The Business As Percentage of Fixed Assets	37.4%	34.6%	31.3%	27.9%	24.9%
Kilometres Transmission Lines	6 259	6 160	6 105	6 033	5 805
Kilometres Distribution Circuits	24 155	23 861	23 494	23 255	22 986
Number Residential Customers	234 572	229 293	223 579	218 837	214 478
Number Industrial Customers	1 637	1 574	1 540	1 478	1 450
Number General Service Customers	19 806	19 232	18 756	18 283	17 804
Number Street Light Customers	2 556	2 387	2 234	2 199	2 145
Direct Customers	258 571	252 486	246 109	240 797	235 877
Indirect Customers	38 773	38 436	38 169	37 641	37 644
Total Customers	297 344	290 922	284 278	278 438	273 521

***Restated*

INTERCONNECTION MAP

GENERATING STATION DATA

	No. of Units	Nameplate Capacity kW
Hydro		
Mactaquac	6	653400
Beechwood	3	115000
Grand Falls	4	63000
Tobique	2	20000
Sisson	1	10000
Milltown	7	3900
Total Hydro	23	865300
Nuclear		
Point Lepreau	1	630000
Total Nuclear	1	630000
Oil/Coal		
Coleson Cove (Oil)	3	1005000
Courtenay Bay (Oil)	4	263365
Dalhousie (Oil/Coal)	2	280000
Grand Lake 2 (Coal)	4	85000
Chatham (Coal/Oil)	2	32500
Moncton (Diesel)	1	25000
Grand Manan (Diesel)	5	3811
Total Oil/Coal	21	1694676
Grand Total	45	3189976

Pour recevoir des exemplaires en français du rapport, veuillez communiquer avec:

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
C.P. 2000
Fredericton (N.-B.)
E3B 4X1

For English copies of this report contact:

The New Brunswick Electric Power Commission
Public Affairs
P.O. Box 2000
Fredericton, N.B.
E3B 4X1

ISSN 0382 2974

LA COMMISSION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE
DU NOUVEAU-BRUNSWICK

RAPPORT ANNUEL
1987 - 1988

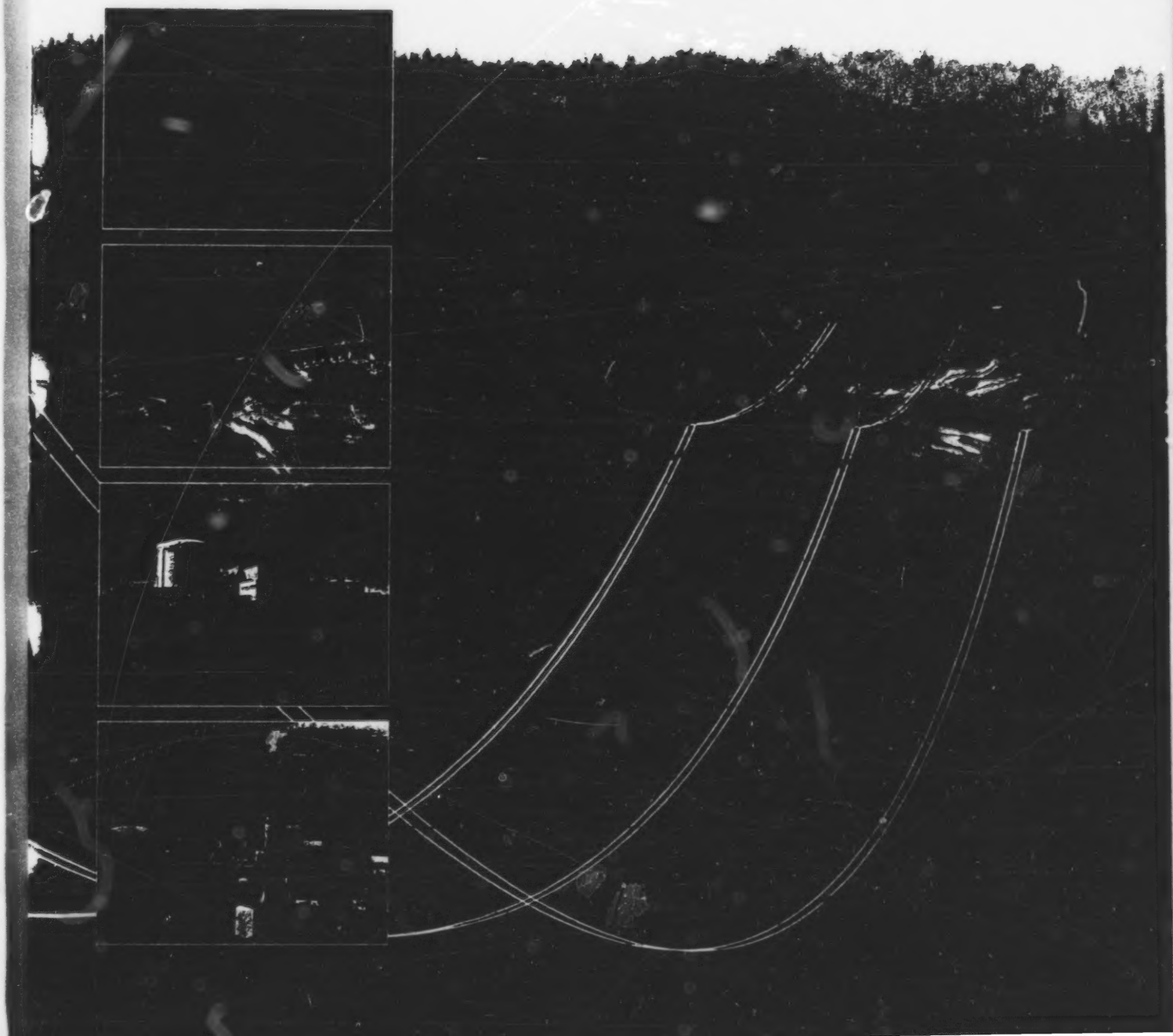


TABLE DES MATIÈRES

3 Commentaires

5 L'année en perspective

13 Orientations

15 États financiers

31 Direction

32 Bilan de la production et des ventes

POINTS SAILLANTS

- Bénéfice net de 36,0 millions de dollars, comparativement à 29,3 millions l'année précédente.
- Pas d'augmentation de tarifs pendant l'exercice.
- Accroissement de 6,5 % de la consommation des abonnés industriels.
- Point Lepreau: meilleur rendement à vie à l'échelle mondiale.
- Signature d'un contrat important de puissance et d'énergie garanties entre Énergie NB et Hydro-Québec.
- Signature du premier Protocole d'échange d'énergie au Canada par le Nouveau-Brunswick et le Québec.

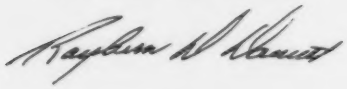
Sur la couverture, les cinq sources d'énergie où s'alimente Énergie NB: les achats par le biais des interconnexions, le mazout, le charbon, l'énergie hydraulique et l'énergie nucléaire.

le 27 juin 1988

À Son Honneur Gilbert Finn
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Plaise à Votre Honneur,
La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour la période de douze mois terminée le 31 mars 1988.

Respectueusement soumis,



Rayburn D. Doucett
Président
La Commission d'énergie électrique
du Nouveau-Brunswick

En mars 1988, Frank McKenna, premier ministre du Nouveau-Brunswick, et Robert Bourassa, premier ministre du Québec, ont signé un Protocole d'échange d'énergie. Une première au Canada, le protocole reconnaît les réussites du passé et encourage la collaboration à l'avenir. Au cours des dix dernières années, les deux provinces ont effectué, par le biais des interconnexions, des transactions d'une valeur en dollars inégalée entre n'importe quelles deux autres provinces du Canada. Énergie NB continue à explorer le marché de la Nouvelle-Angleterre, y compris la possibilité de faire des offres globales à long terme de concert avec les entreprises voisines du Québec et de la Nouvelle-Écosse.

COMMENTAIRES

Rayburn D. Doucett

La baisse des frais fixes, l'augmentation des ventes à l'intérieur de la province et le prix toujours peu élevé du mazout ont contrebalancé la hausse des frais d'exploitation des centrales et des coûts des achats d'énergie pour aboutir à un bénéfice net de 36,0 millions de dollars, en hausse sur les 29,3 millions affichés l'année dernière.

L'entreprise n'a pas augmenté ses tarifs pendant l'exercice 1987-1988 et ne prévoit aucune augmentation en 1988-1989. C'est la troisième année financière consécutive sans hausse de tarif, et la quatrième pendant cette décennie.

Les ventes d'énergie à l'intérieur de la province ont augmenté de 4,8 % pendant l'exercice grâce à la vigueur du secteur industriel et à la tendance constante des abonnés à convertir leur chauffage à l'électricité ou à équiper les nouvelles constructions de systèmes tout électriques.

Les élections provinciales ont entraîné un changement de gouvernement en octobre 1987. Apportant un complément aux plans de développement de l'entreprise, la politique énergétique du nouveau gouvernement prévoyait la construction, sur les côtes, de nouvelles centrales au charbon importantes produisant pour l'exportation ou pour la consommation domestique. Elle envisageait aussi la conversion de la centrale au mazout de Coleson Cove et l'aménagement d'une tranche au charbon de petite puissance à Grand Lake utilisant la production houillère locale.

L'Entente entre le Canada et le Nouveau-Brunswick concernant un programme de réduction des émissions de dioxyde de soufre a été signée au début d'octobre. Elle prévoit que, d'ici 1994, les émissions de SO_2 doivent être réduites de 14 % par rapport aux niveaux de 1980. Énergie NB en ressentira donc directement les effets, surtout parce qu'elle brûle du charbon local à haute teneur en soufre. Le nouveau gouvernement, tout en appuyant les objectifs de protection de l'environnement, s'inquiète de l'impact financier des mesures qu'il faudra prendre pour respecter les limites très strictes des émissions et compte sur l'aide du gouvernement fédéral pour financer les mesures de contrôle des émissions de SO_2.

Arthur J. O'Connor

En novembre, Énergie NB et Hydro-Québec ont annoncé la conclusion d'une nouvelle option importante d'achat d'électricité. Le contrat de puissance et d'énergie garanties connexe a été signé en mars. Si Énergie NB exerce toutes les options prévues, la valeur de ce contrat se montera à 650 millions de dollars.

À l'occasion de la signature du contrat, les provinces du Nouveau-Brunswick et de Québec ont conclu un Protocole d'échange d'énergie électrique, une première au Canada. Ce protocole reconnaît les réussites du passé et encourage la collaboration dans nombre de domaines, y compris la mise au point d'offres globales communes destinées aux marchés d'exportation et, éventuellement, des activités communes de stockage de l'eau et d'aménagement de sites hydroélectriques le long du fleuve Saint-Jean.

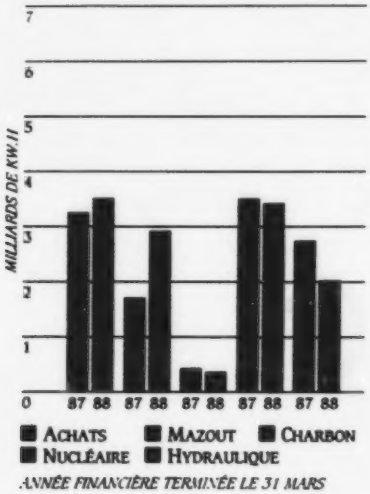
Depuis sa mise en production, la centrale de Point Lepreau s'est placée chaque année parmi les réacteurs les plus performants du monde. Pour l'année se terminant le 31 décembre 1987, soit un peu plus de cinq ans après la première production d'électricité, la tranche de Point Lepreau a été reconnue la première au monde quant au rendement à vie. Parmi les dix premières, six autres étaient du type CANDU.

Rayburn D. Doucett
Président

Arthur J. O'Connor
Président-directeur général

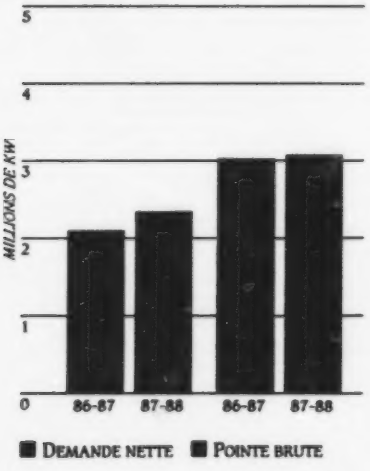
Le prix du mazout ne se maintiendra probablement pas longtemps au niveau relativement peu élevé qui a permis à l'entreprise de faire un bénéfice net de 36,0 millions de dollars pendant l'exercice 1987-1988. Par conséquent, Énergie NB poursuit activement les études techniques nécessaires à la conversion de deux des trois tranches au mazout de la centrale de Coleson Cove pour pouvoir y brûler des combustibles de remplacement à la fois propres et rentables. On envisage d'utiliser deux combustibles liquides: l'Orimulsion, un bitume naturel du Venezuela, qui sera mis à l'essai en 1988-1989 à la centrale de Dalhousie, et un mélange eau-charbon, présentement à l'étude, qui serait préparé sur le site pour utilisation immédiate, éliminant ainsi tout problème qui peut résulter d'un emmagasinage prolongé du mélange.

SOURCES D'ÉNERGIE POUR ALIMENTER LA CHARGE INTRA-PROVINCIALE



ANNÉE FINANCIÈRE TERMINÉE LE 31 MARS

POINTE INTRA-PROVINCIALE ET BRUTE



L' ANNÉE EN PERSPECTIVE

Les ventes d'électricité aux abonnés provinciaux ont connu une hausse de 4,8 % par rapport à l'exercice précédent. Grâce au taux d'activité record de la plupart des industries, les ventes aux abonnés industriels ont augmenté de 6,5 %. L'usage résidentiel a affiché une croissance de 3,2 % en raison de la préférence continue des abonnés pour le chauffage électrique des locaux, cette préférence se manifestant par le nombre de conversions ainsi que par l'installation de systèmes électriques dans la nouvelle construction. Les ventes à l'usage général et les ventes en gros ont aussi connu une hausse de 3,8 %.

Le nombre total des nouveaux abonnés dans toutes les catégories d'usage se chiffre à plus de 6 400, ce qui porte à 297 344 le nombre d'abonnés desservis par Énergie NB au 31 mars 1988, y compris les 38 773 abonnés desservis indirectement à Saint John et à Edmundston. Énergie NB vend l'électricité à ces deux villes qui la revendent à leurs abonnés.

L'alimentation de la charge intra-provinciale pendant l'année provenait des sources suivantes: achats d'électricité en remplacement de la production thermique, 28,1 %; production nucléaire, 27,6 %; production au mazout, 23,3 %; production hydroélectrique 16,9 %; et production au charbon, 4,1 %.

Un appel maximal des abonnés provinciaux de 2 336 000 kilowatts a été atteint le 15 janvier 1988. Cette pointe est de 10,7 % supérieure au record enregistré pendant l'exercice 1986-1987 et dépasse de 4,7 % la pointe prévue. C'est aussi le 15 janvier que les ventes aux abonnés provinciaux ont atteint un record de 49,1 millions de kilowattheures. Malgré le froid intense qui sévissait alors, la nouvelle pointe est surtout attribuable à l'accroissement de la charge. Comme Hydro-Québec devait faire face à des conditions de pointe semblables, il n'était pas possible à Énergie NB d'acheter l'énergie excédentaire normalement disponible à ce réseau. Cependant, Énergie NB était capable d'exploiter à pleine puissance ses centrales thermiques au mazout, au charbon et au diesel et la centrale nucléaire de Point Lepreau, et a, de ce fait, réussi à alimenter les besoins provinciaux et à assurer les exportations d'électricité garantie.

Les ventes par le biais des interconnexions ont décru de 8,9 %, passant de 6 918 millions de kilowattheures en 1986-1987 à 6 300 millions en 1987-1988, principalement en raison de la baisse de la production hydraulique pendant la première moitié de l'exercice. Cependant, le 14 janvier 1988, l'appel annuel maximal brut, comprenant les ventes d'interconnexion, a atteint 3 097 000 kilowatts, ce qui représente une hausse de 1,7 % par rapport à l'exercice précédent.

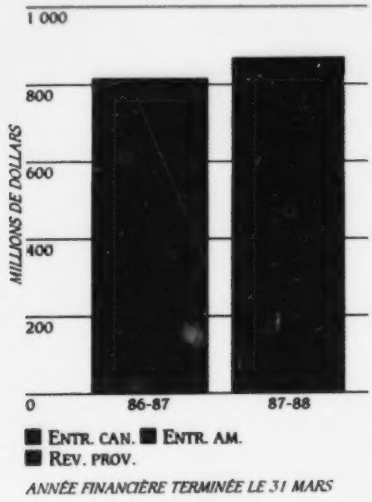
Énergie NB a conclu des ententes pour la vente de 5 mégawatts de puissance à Maritime Electric de l'Île-du-Prince-Édouard et d'un minimum de 20 mégawatts à Central Maine Power ainsi qu'à la Maine Electric Power Company. Ces deux compagnies peuvent, à condition d'accord mutuel, augmenter la puissance mensuelle jusqu'à un maximum de 60 mégawatts pendant la période allant de novembre 1987 à octobre 1988 inclusivement.

En juin 1987, Énergie NB a conclu avec Hydro-Québec un contrat à court terme pour l'achat, de juin à novembre 1987, de 400 mégawatts de puissance et d'énergie associée et une entente pour l'achat de 50 mégawatts de puissance et d'énergie associée entre le 17 décembre 1987 et la fin d'octobre 1990. D'une façon générale, cependant, les achats d'énergie ont affiché une baisse de 915 millions de kilowattheures, soit 13,7 %, pour aboutir à 5 745 millions de kilowattheures. Plusieurs facteurs ont contribué à réduire les possibilités d'importation d'électricité par Énergie NB, notamment l'accroissement de la charge d'Hydro-Québec et des restrictions techniques intéressant les réseaux électriques américains.

Point Lepreau a affiché une production de 5 453 millions de kilowattheures, ce qui représente un facteur de capacité de 91,3 % pour l'exercice. La production hydroélectrique s'est chiffrée à 2 113 millions de kilowattheures, soit environ 20,8 % de moins que la moyenne à long terme. La production thermique est passée à 5 589 millions de kilowattheures, affichant ainsi une augmentation

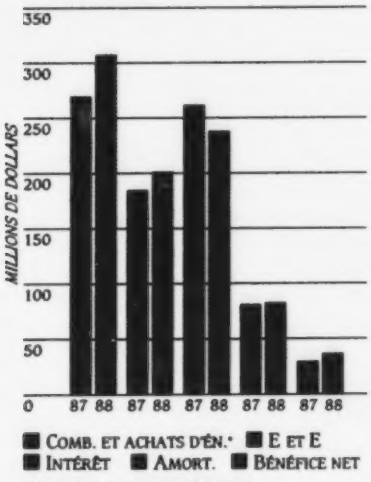
Le magnifique fleuve Saint-Jean est la source de presque toute l'énergie hydroélectrique d'Énergie NB. Mactaquac, la plus importante centrale hydraulique de la région avec six tranches d'une puissance globale de 653 MW, contrôle l'exploitation des centrales en amont de Grand-Sault (photo ci-dessus), Beechwood, Tobique et Sisson. Le potentiel hydroélectrique du Saint-Jean n'est pas entièrement exploité: il reste des sites d'emmagasinage de l'eau non aménagés aux sources du fleuve au Québec et dans le Maine et il serait possible de produire 450 MW additionnels dans un complexe de deux centrales à Grand-Sault et Morrell au Nouveau-Brunswick. Même si cette électricité ne sera pas nécessaire pour alimenter les besoins provinciaux avant le siècle prochain, la conclusion de contrats d'exportation avec la Nouvelle-Angleterre ou les provinces voisines permettrait de devancer la construction des installations.

SOURCES DES REVENUS



ANNÉE FINANCIÈRE TERMINÉE LE 31 MARS

RÉPARTITION DES REVENUS



**Y COMPRIS LES REDRESSEMENTS*

de 44,7 % par rapport à l'année précédente, cette hausse étant attribuable à l'accroissement de la charge et à la baisse des importations en provenance d'Hydro-Québec. Le total de la production et des achats, soit 18 901 millions de kilowattheures, s'est maintenu au niveau record enregistré en 1986-1987.

Le revenu total s'est chiffré à 867,0 millions de dollars, soit une hausse de 5,1 % ou 41,7 millions par rapport à l'année dernière. Même sans augmentation de tarif pendant l'exercice, les revenus intra-provinciaux en 1987-1988 ont connu une hausse de 25,8 millions de dollars causée par l'accroissement de 4,8 % des ventes d'électricité. D'autre part, la hausse du prix de l'énergie d'économie a entraîné une croissance de 6,2 %, ou de 16,6 millions de dollars, des revenus issus des ventes d'interconnexion.

Les frais globaux de combustible et d'achat d'énergie se sont montés à 306,8 millions de dollars, soit une augmentation de 55,9 millions, résultant surtout de la hausse du prix de l'énergie en provenance d'Hydro-Québec et de la diminution de la quantité d'énergie disponible pour la vente. Les frais d'exploitation et d'entretien et les frais généraux se sont accrus de 17,0 millions de dollars pour passer à 201,4 millions. Cette hausse est en grande partie attribuable à l'augmentation des coûts d'entretien et de main d'oeuvre et à la création d'un compte d'amortissement de l'obligation découlant du régime de pensions de retraite. Les frais d'amortissement d'équipement sont passés à 82,2 millions de dollars, ce qui représente une hausse de 0,9 million. Par contre, en raison de la valeur accrue du dollar canadien, les dépenses nettes d'intérêt ont baissé de 22,5 millions de dollars pour tomber à 238,1 millions.

Les bénéfices découlant de l'excellent rendement de la centrale nucléaire n'ont pas suffisamment compensé le déclin de la production hydraulique causé par une hydraulicité inférieure à la moyenne. Il a donc fallu retirer 8,0 millions de dollars de la Réserve pour la normalisation de la production.

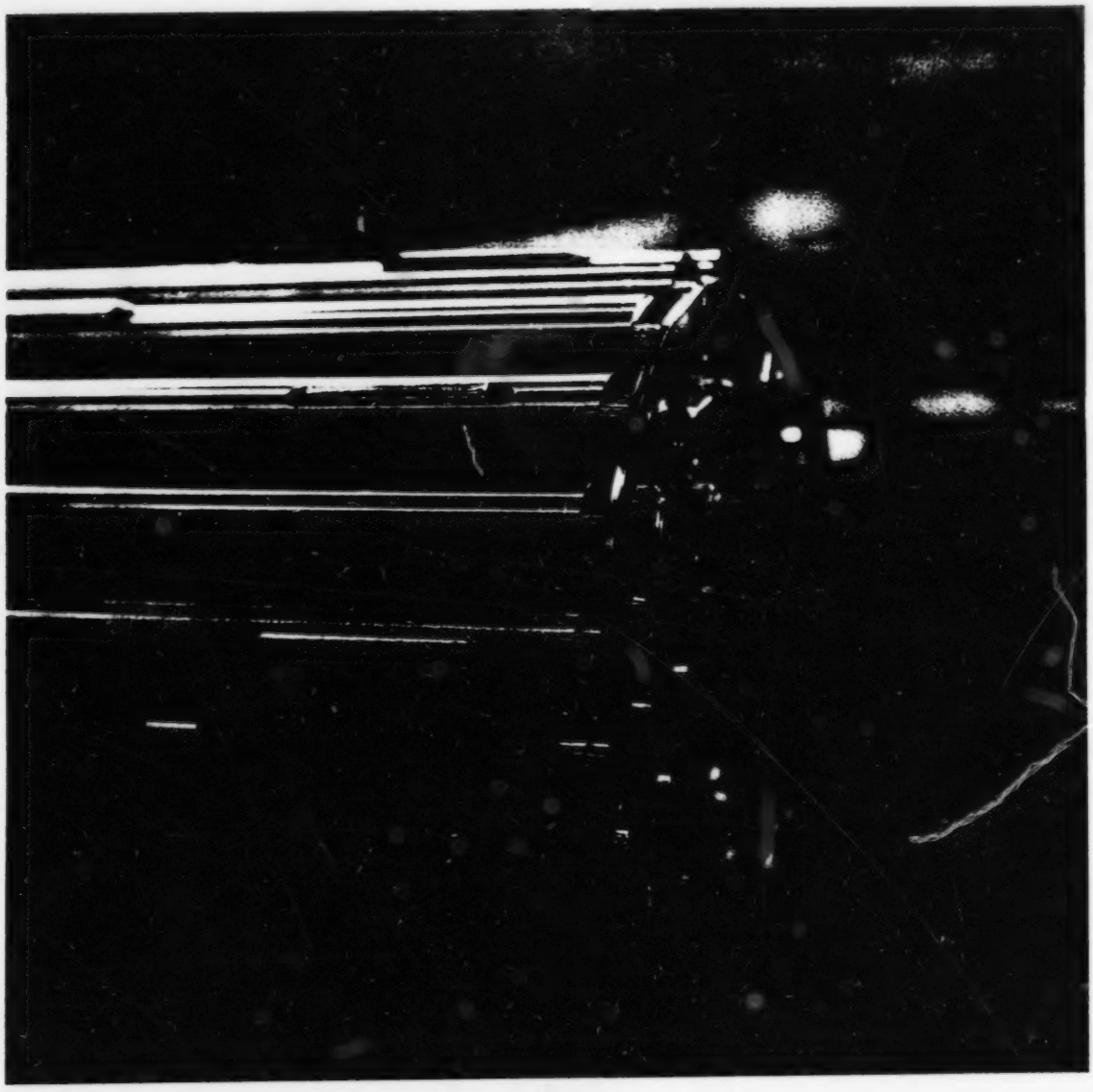
Les bénéfices tirés des ventes d'économie aux entreprises voisines ont dépassé de 8,9 millions de dollars les montants prévus au budget. On a ajouté à cette somme le montant de l'amortissement échelonné des revenus inférieurs au niveau prévu des années précédentes et le total, soit 10,5 millions de dollars, a été viré du poste Bénéfice au Compte de stabilisation des ventes d'économie.

Le bénéfice net de l'année a atteint 36,0 millions de dollars comparativement à 29,3 millions l'année précédente. Après une affectation de 24,0 millions à la Réserve pour la normalisation de la production, les bénéfices conservés dans l'entreprise se sont accrus jusqu'à 153,2 millions de dollars. Ces affectations ont pour but d'assurer une réserve de fonds suffisante pour couvrir les coûts de l'électricité de remplacement au cas où les conditions d'hydraulicité seraient peu favorables et le rendement de la centrale nucléaire déclinerait pendant une période prolongée. La réserve accumulée se monte maintenant à 176,0 millions de dollars.

Le total des dépenses en immobilisations pendant l'exercice 1987-1988 s'est chiffré à 71,0 millions de dollars. Pendant l'exercice, la Commission a emprunté 90 millions de dollars US, en débentures à 9,5 % venant à échéance le 3 mars 2018, pour refinancer un emprunt à 15 % en dollars US en circulation.

En mars 1988, Énergie NB et Hydro-Québec ont conclu un contrat de puissance et d'énergie garanties. Si Énergie NB exerce toutes les options prévues, elle achètera jusqu'à 17,5 milliards de kilowattheures d'énergie garantie pendant les six ans et demi d'ici la fin d'octobre 1994 et jusqu'à 300 mégawatts de puissance pendant les dernières années du contrat. Au cours de la cérémonie de signature, M. Frank McKenna, premier ministre du Nouveau-Brunswick, et M. Robert Bourassa, premier ministre du Québec, ont signé un Protocole d'échange d'énergie électrique. Cette entente, la première de ce genre au Canada, reconnaît la longue et fructueuse collaboration entre les deux entreprises d'électricité et appuie et encourage les efforts conjoints futurs.

La centrale nucléaire de Point Lepreau a affiché un rendement exceptionnel pendant l'exercice. Cette tranche s'est continuellement placée parmi les réacteurs les plus performants au monde et a été jugée la meilleure en matière de facteur



Il faudrait brûler environ 1300 tonnes de charbon pour produire la même quantité d'électricité qu'une grappe de combustible CANDU. Lors de la construction de la première tranche de 630 MW de Point Lepreau entre la fin des années 1970 et le début des années 1980, le site a été aménagé pour permettre la construction d'une deuxième tranche CANDU-600 à une date ultérieure. Les négociations actuellement en cours avec L'Énergie Atomique du Canada, Ltée ont trait à une tranche de démonstration CANDU-300 dont les éléments sont conçus de façon à réduire au minimum les coûts et le temps nécessaire à l'installation, de sorte que la production d'électricité d'un CANDU-300 peut concurrencer la production au charbon. Une deuxième tranche nucléaire à Point Lepreau pourrait donc remplacer une tranche de 400 MW au charbon prévue pour la fin de la décennie 1990.

LES DIX RÉACTEURS LES PLUS PERFORMANTS

Rendement à vie des réacteurs de puissance dans le monde au 31 décembre 1987*
(pour les 260 réacteurs de plus de 500 MW)

Pays	Rang	Tranche	Type	Facteur de charge % †
	1.	Point Lepreau	CANDU	87,5
	2.	Philippsburg 2	PWR	86,7
	3.	Bruce 3	CANDU	86,7
	4.	Pickering 7	CANDU	86,7
	5.	Pickering 8	CANDU	86,5
	6.	Bruce 7	CANDU	85,6
	7.	Grohnde A-1	PWR	84,7
	8.	Bruce 4	CANDU	84,3
	9.	Bruce 6	CANDU	84,1
	10.	Tihange 3	PWR	84,0

† *Facteur de charge* = $\frac{\textit{Production d'électricité réelle}}{\textit{Production d'électricité maximum possible}}$

**Source: Nuclear Engineering International*

de capacité à vie jusqu'à fin décembre 1987. En plus d'alimenter environ un tiers des besoins provinciaux, l'électricité produite par la centrale a rapporté, en cinq ans d'exploitation commerciale, plus de 600 millions de dollars de revenus à partir des ventes d'exportation.

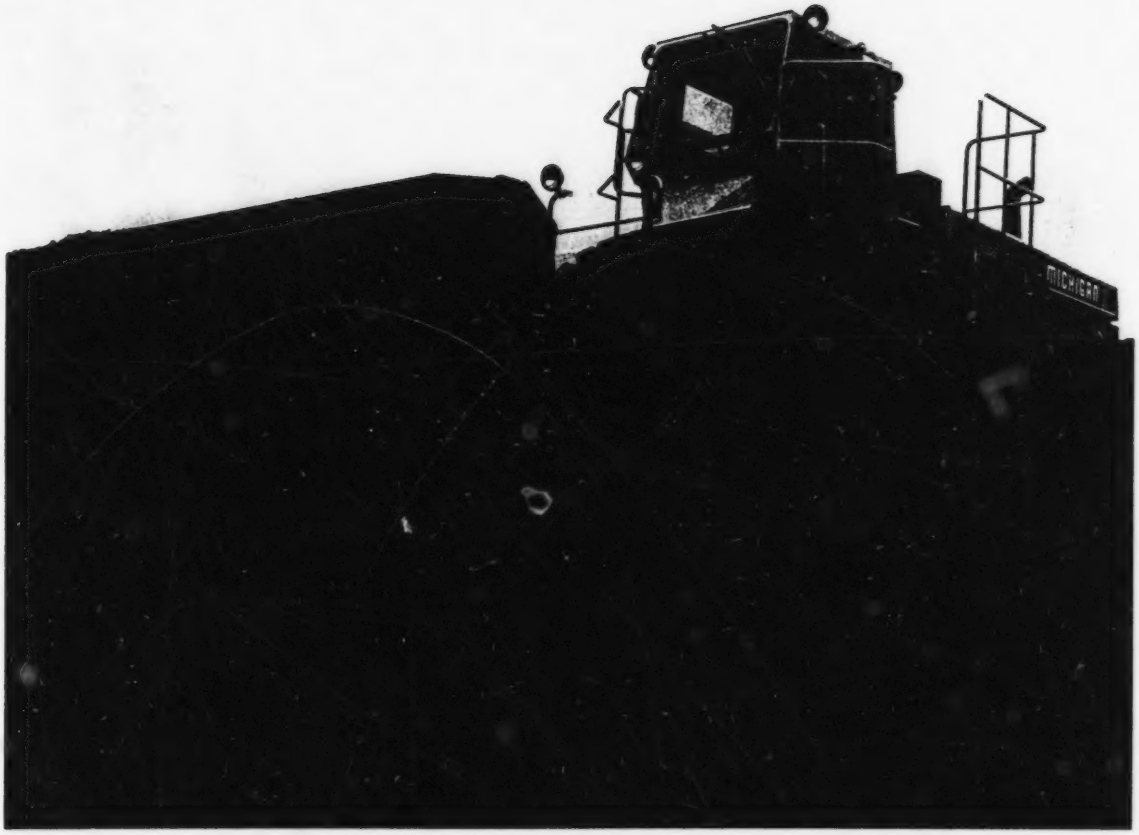
En juin 1987, Énergie NB a accueilli l'Association nucléaire canadienne et la Société nucléaire canadienne qui ont tenu concurremment leur assemblée annuelle à Saint John (Nouveau-Brunswick), à 58 km (35 milles) à l'est de Point Lepreau. Neuf employés de Point Lepreau ont présenté des exposés techniques et les trois-quarts des délégués ont profité de l'occasion pour visiter la centrale nucléaire pendant le congrès.

L'inauguration officielle du projet de combustion sur lit fluidisé circulant de la centrale de Chatham a eu lieu en août 1987. Cette installation de recherche place Énergie NB à la fine pointe de la technologie de la mise à l'essai des combustibles à faible pouvoir calorifique. En janvier, l'installation a servi, sur une base de recouvrement des frais, à des essais de combustion de coke de pétrole ayant une teneur en soufre de 4 % pour le compte d'un client américain. Énergie NB continuera, aux mêmes conditions, à mettre à l'essai divers combustibles, obtenant de ce fait une expérience accrue de l'exploitation de cette centrale.

Déchargement du charbon de Colombie sur le quai de Dalhousie

La conversion de la tranche 1 au mazout de Dalhousie pour y effectuer des essais de combustion de l'Orimulsion, un bitume naturel du Venezuela, s'est poursuivie pendant l'exercice. De plus, 12 000 tonnes de charbon à faible teneur en soufre originaire de Colombie ont été expédiées en décembre à Dalhousie pour mise à l'essai à la tranche 2 de la centrale. Ce combustible a été brûlé seul ou en combinaison avec du charbon du Nouveau-Brunswick à forte teneur en soufre. Les essais, qui ont été couronnés de succès, avaient un double but: déterminer les caractéristiques de manutention du combustible et les exigences de conception de nouvelles centrales au charbon présentement au stade des études techniques; et voir si un mélange de charbon à faible teneur en soufre, comme celui de Colombie, et de charbon à forte teneur en soufre du Nouveau-Brunswick brûlerait de façon satisfaisante.

L'enquête sur les mesures correctives à prendre relativement aux structures en béton de la centrale de Mactaquac s'est poursuivie pendant l'exercice 1987-1988. Les résultats obtenus ont permis à l'entreprise de planifier des mesures correctives qui seront prises à partir de 1988 pour effectuer les travaux nécessaires sur les structures de prise et de déversement.



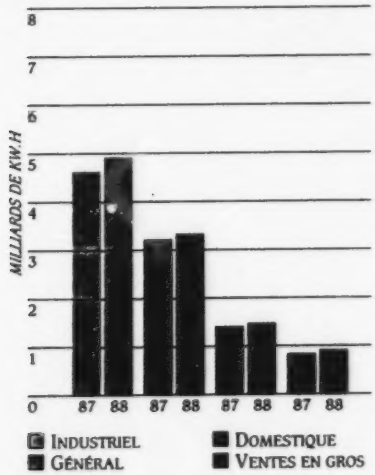
Les mines de charbon du Nouveau-Brunswick sont en exploitation depuis le milieu du dix-septième siècle. Le charbon local, qui alimente les centrales de Dalhousie (photo de droite) et Grand Lake, a une forte teneur en soufre. Tout en poursuivant les recherches en vue de contrôler les émissions de dioxyde de soufre, l'entreprise a décidé de construire une nouvelle centrale de 400 MW où on brûlera un charbon importé propre. La construction de cette centrale, dont la production servira à alimenter les besoins de la province et des marchés d'exportation, commencera en 1989. Le site définitif n'est pas encore choisi. Il y en a trois à l'étude: Dalhousie, sur la baie des Chaleurs, le port de Belledune situé à proximité, et Coleson Cove sur la baie de Fundy.

La nouvelle salle de commande du Centre d'exploitation du réseau de distribution

La construction de la nouvelle ligne importante à 345 kV entre Bathurst et Eel River s'est achevée dans les délais prévus et à un coût inférieur au budget pendant l'été et l'automne et la ligne a été mise sous tension en janvier 1988. L'agrandissement du bâtiment du Centre de conduite du réseau pour rassembler sous un même toit les opérations de distribution et de conduite du réseau s'est aussi terminé cette année. La majorité du personnel, y compris celui de l'exploitation du réseau de distribution, a emménagé dans les nouveaux locaux à la fin d'octobre. Le reste du personnel de conduite du réseau s'y installera pendant l'été 1988 quand les différents postes dans toute la province seront munis de l'équipement de pointe nécessaire pour l'exploitation et le contrôle plus efficace du réseau de transport d'Énergie NB.

L'entreprise a continué d'améliorer ses systèmes informatiques, surtout ceux qui sont utilisés par les divisions d'exploitation pour offrir de meilleurs services aux abonnés. À la fin de l'exercice, 13 des 15 districts avaient accès à la dernière phase du système de Planification et de Programmation du travail qui permet une utilisation optimale des équipes, des véhicules et du matériel. La mise au point du système de Planification et de Dépistage du matériel a été terminée pour utilisation par la division Ingénierie et Construction. L'élaboration d'un système pour émettre des appels d'offres pour la fourniture, sur une base annuelle, d'articles de grosse consommation, tout en permettant d'échelonner les livraisons selon les besoins, a permis d'économiser sur les prix unitaires et sur les frais d'administration et d'entreposage. Parmi les autres nouveaux systèmes informatiques, notons la première phase d'un système de gestion du parc automobile et l'automatisation du livre des immobilisations.

VENTES INTRA-PROVINCIALES (PAR USAGE)



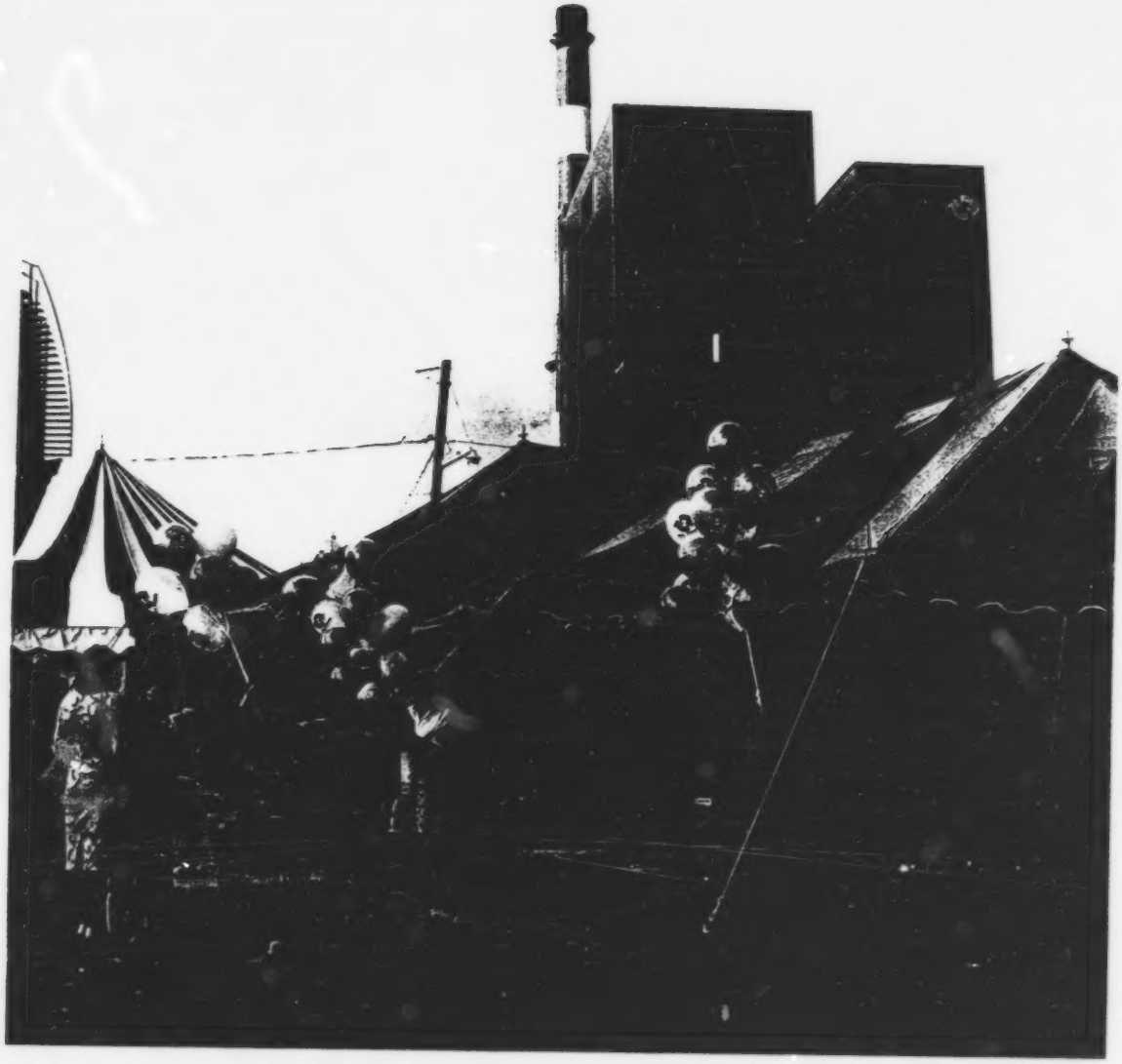
Le service aux abonnés reste un objectif prioritaire pour Énergie NB. En juin 1987, le nouveau format de facture a été inauguré. La facture comporte maintenant des codes à lecture optique permettant d'imputer les versements des abonnés à leur compte avec plus d'exactitude et de rapidité et renseigne les abonnés sur leur consommation journalière d'énergie pendant le mois courant, le mois précédent et le même mois l'année précédente.

En février, quelque 10 000 abonnés domestiques ont répondu à un questionnaire sur l'utilisation de l'énergie envoyé par l'entreprise. Ce sondage, effectué tous les trois ans, est une source de renseignements sur le profil d'utilisation de l'énergie domestique et un élément important du processus de prévision des futurs besoins provinciaux. Les résultats du sondage indiquent qu'au Nouveau-Brunswick une maison sur deux est actuellement chauffée à l'électricité. D'autre part, selon les résultats d'un sondage auprès des abonnés commerciaux effectué en été 1987, les abonnés de l'usage général ont pris un très grand nombre de mesures d'économie d'énergie et plus de la moitié des locaux commerciaux sont maintenant chauffés à l'électricité.

Les abonnés ont manifesté un vif intérêt pour le programme "Faites-le maintenant" visant à faciliter la conversion et les économies d'énergie domestique. Ce programme, offert pendant le dernier trimestre de l'exercice, comportait deux volets, les prêts pour la conservation domestique d'énergie et les prêts pour l'amélioration des canalisations électriques domiciliaires, et permettait aux abonnés d'emprunter jusqu'à 3000 $ à un taux d'intérêt de 7 1/2 %.

Énergie NB a continué à fournir des conseils techniques aux industries du Nouveau-Brunswick pour les aider à utiliser les nouvelles électrotechnologies en vue d'économiser l'énergie et d'améliorer leurs procédés. La Division de smeltage et d'engrais de Brunswick Mining and Smelting, une des compagnies ayant mis en application un programme de gestion globale de l'énergie, a été la co-lauréate du prix national d'efficacité énergétique de 1987 décerné par l'Association canadienne de l'électricité. Cette compagnie a aussi gagné le même prix en 1988. Énergie NB continue à promouvoir activement ce programme de prix de Mérite industriel – Efficacité énergétique et encourage les industries de toutes les régions de la province à examiner leurs pratiques d'exploitation et à les modifier de façon à utiliser l'énergie avec une plus grande efficacité. Le but ultime est d'aider les industries du Nouveau-Brunswick à augmenter leur productivité et à faire face à la concurrence dans la conjoncture économique.

Énergie NB continue à collaborer étroitement avec les universités de la province. Elle a auparavant fondé des chaires en génie nucléaire et en ingénierie des



Les employés d'Énergie NB sont sa sixième source d'énergie. Ses effectifs, d'une grande compétence, se chiffrent à plus de 2400 personnes qui travaillent dans une vaste gamme de domaines englobant, parmi beaucoup d'autres: ingénierie, communications, gestion, services de soutien, construction, entretien et formation. Au cours de l'exercice actuel, l'Association canadienne de la gestion du personnel dans les services publics a décerné à l'entreprise un prix de mérite en reconnaissance de l'excellence de sa gestion des ressources humaines. Les jeunes, qui sont les futures ressources humaines, se sont bien amusés à l'inauguration officielle de l'installation de combustion sur lit fluidisé de la centrale de Chatham. La combustion (CLFC) est une technologie prometteuse pour l'avenir.

centrales électriques à l'Université du Nouveau-Brunswick à Fredericton. Pendant l'exercice 1987-1988, elle a signé avec l'Université de Moncton une entente visant à promouvoir le partage des ressources de recherche dans divers domaines.

Deux conventions collectives ont été signées vers la fin de l'exercice. La première, entre NB Coal, une filiale d'Énergie NB, et les Mineurs unis d'Amérique, couvre la période allant de novembre 1987 à novembre 1989 et l'autre, entre Énergie NB et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, est en vigueur du 1er janvier 1987 à la fin de décembre 1989.

Cette année encore, Énergie NB a participé au Programme d'intégration/réintégration professionnelle financé par le gouvernement fédéral. Le volet Intégration a pour but d'aider les jeunes sans travail à faire la transition entre l'école et le monde du travail, tandis que le volet Réintégration s'adresse aux femmes au foyer cherchant du travail. Vingt-deux stagiaires ont participé au programme qui consistait en treize semaines de cours et vingt-six semaines de formation sur le tas.

Ces dernières années, la société a donné son appui à un programme de conditionnement physique et de mieux-être. Pour promouvoir la santé de ses employés, comme elle s'y est engagée, Énergie NB a cette année mis l'accent sur l'établissement d'un milieu de travail sans fumée et a appuyé, organisé et financé des programmes pour aider tous les employés qui le désiraient à cesser de fumer.

À la fin de l'exercice, le personnel d'Énergie NB comptait 2410 employés permanents et temporaires, comparativement à 2402 le 31 mars 1987.

ORIENTATIONS

Énergie NB est au seuil d'une période de croissance qui s'annonce très stimulante et remplie de défis. En effet, l'augmentation prévue de la capacité de production industrielle, surtout dans les secteurs des mines et du papier, entraînera une augmentation notable de la charge provinciale au cours des deux ou trois prochaines années. La nécessité de satisfaire les besoins créés par cette croissance, tout en respectant les restrictions imposées par les directives fédérales pour le contrôle des émissions, posera un défi majeur à l'entreprise.

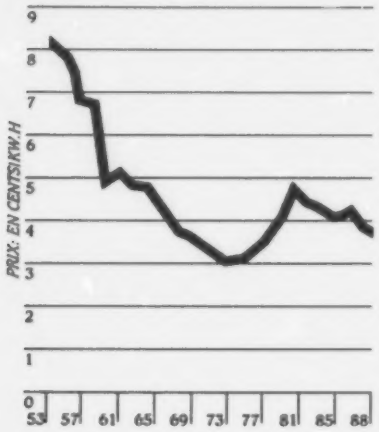
Énergie NB se prépare à relever ce défi. Elle prévoit dépenser 147,7 millions de dollars pour des projets d'immobilisations au cours de l'exercice 1988-1989. Cette somme comprend des affectations aux centrales, dont 8 millions pour un nouveau dépoussiéreur en vue de contrôler les émissions de particules de la tranche la plus puissante de la centrale au charbon de Grand Lake. Elle comprend aussi 26,2 millions de dollars pour achever la construction d'une sous-station importante à Moncton et l'installation d'un transformateur au poste de Bathurst, l'amélioration du réseau de transport à 345 kV dans le sud-est de la province et le travail préparatoire à l'aménagement d'une deuxième interconnexion avec l'état du Maine. Environ 26 millions de dollars seront affectés aux phases préliminaires des projets de nouvelles centrales nécessaires pour satisfaire la croissance de la demande provinciale.

L'option d'achat de puissance conclue avec Hydro-Québec et entrée en vigueur en mai 1988 pour une période de six ans et demi permet à Énergie NB de planifier sa production avec souplesse. Cette option constitue une étape intermédiaire s'accordant bien avec le programme d'expansion d'Énergie NB, pour les années 1990, qui prévoit la construction de tranches au charbon de 400 mégawatts et d'une tranche de moindre puissance à Grand Lake.

L'entreprise a lancé des appels d'offres pour les éléments principaux du générateur de vapeur et du turbo-alternateur pour une des nouvelles centrales à 400 mégawatts devant être alimentée au charbon importé à faible teneur en soufre. Le site sera choisi de façon définitive en 1988. La mise en chantier est prévue pour le début de 1989 et l'entrée en exploitation pour la fin de 1993.

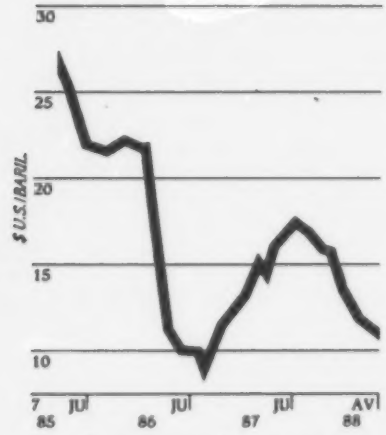
PRIX MOYEN DE L'ÉLECTRICITÉ FOURNIE PAR ÉNERGIE NB

(EN $ CONSTANTS DE 1981)



ANNÉE FINANCIÈRE TERMINÉE LE 31 MARS

PRIX MOYENS DU PÉTROLE – ÉNERGIE NB



DE JANVIER 1985 À AVRIL 1988

L'option d'achat de puissance en provenance d'Hydro-Québec donne aussi à l'entreprise plus de temps pour effectuer le travail de détail nécessaire pour pouvoir remplir ses engagements relatifs à la protection de l'environnement découlant de l'utilisation accrue du charbon provincial à Grand Lake. Énergie NB a amorcé le travail préparatoire à la construction d'une nouvelle tranche à Grand Lake, dont la mise en service est prévue pour 1995 au plus tard. La puissance de cette tranche dépendra de la technologie disponible et des directives environnementales en vigueur.

Malgré sa très forte teneur en soufre et son coût d'extraction élevé, le charbon du Nouveau-Brunswick reste une ressource en combustible assurée. Énergie NB maintient son engagement de l'utiliser et se servira de son installation de recherche sur la combustion de Chatham pour continuer à mettre à l'essai le charbon local en combinaison avec divers sorbants.

L'installation de Chatham sera aussi utilisée pour effectuer, en été 1988, des essais importants du charbon à forte teneur en soufre de la Nouvelle-Écosse. Ces essais terminés, l'entreprise commencera les travaux d'agrandissement de la chaudière à lit fluidisé circulant de Chatham, un projet d'un coût de 2,5 millions de dollars, en vue d'évaluer les caractéristiques de combustion des déchets de bois lorsqu'ils sont brûlés seuls ou combinés avec du charbon du Nouveau-Brunswick.

Dans le cadre de son objectif de réduire sa dépendance sur le pétrole importé et pour diversifier davantage la gamme de son parc de production, Énergie NB continue à étudier la possibilité de convertir les tranches au mazout de la centrale de Coleson Cove pour pouvoir y brûler l'Orimulsion. Les études techniques et environnementales sur les modifications de la centrale et le système de livraison du combustible progressent le plus rapidement possible. En même temps, la société effectue des recherches sur un combustible eau-charbon qui pourrait s'avérer très avantageux à cause de sa faible teneur en soufre et de l'accès facile aux éléments qui entrent dans sa composition.

Des négociations se poursuivent avec L'Énergie Atomique du Canada, Ltée au sujet de la possibilité de construire une deuxième tranche nucléaire CANDU à Point Lepreau. Le projet actuellement à l'étude est une tranche de démonstration CANDU-300 d'une puissance réelle de 400 à 450 mégawatts. Cette tranche servirait à alimenter les besoins de la province à la place d'une des tranches au charbon de 400 mégawatts dont la construction est prévue pour la fin des années 1990.

Énergie NB est en train d'étudier sérieusement la possibilité de construire une deuxième ligne de transport à haute tension entre le Maine et le Nouveau-Brunswick. Si une telle attache était construite, les entreprises disposeraient d'un autre corridor important pour les échanges d'énergie. Pendant l'exercice, les services publics américains signataires de contrats de participation à Point Lepreau 1 ont prolongé la durée de leurs contrats et Énergie NB s'attend à d'autres prolongations. De même, Énergie NB explore très activement d'autres marchés pour l'électricité en Nouvelle-Angleterre pendant les années 1990. Dans le cours de cette décennie, Énergie NB et les provinces voisines seraient en mesure de proposer une offre globale de 1000 mégawatts ou plus à la Nouvelle-Angleterre.

Il existe des possibilités intéressantes d'aménagement hydroélectrique aux sites d'Énergie NB de Grand-Sault et de Morrell sur le Saint-Jean, dont la production combinée pourrait se monter à près de 450 mégawatts. Il y a aussi des sites non aménagés de stockage de l'eau aux sources du fleuve au Québec et dans le Maine. La signature du Protocole d'échange d'énergie est la première étape menant à la coopération internationale nécessaire pour bénéficier des avantages qui découleraient des aménagements électriques.

L'entreprise va vivre une période pleine d'intérêt et de défis. Cependant, son intention est de continuer à planifier sa stratégie avec soin et à diversifier ses sources d'énergie, tout en faisant une utilisation prudente des ressources locales, pour relever ces défis avec succès et favoriser l'intérêt de ses abonnés.

ÉTATS FINANCIERS

Rapport de la direction

Les états financiers de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick ont été préparés par la direction selon les principes comptables généralement reconnus au Canada. Ces états financiers sont du ressort de la direction et ont reçu l'approbation des membres de la Commission. De l'avis de la direction, les états financiers ont été préparés selon des méthodes appropriées conformément aux principes comptables décrits dans les notes complémentaires jointes à ces états. Les données financières présentées dans les autres parties du présent rapport annuel sont conformes à celles données dans les états financiers.

La direction se sert d'un système de contrôles internes pour s'assurer de la fiabilité et de l'exactitude des données financières et de la protection des biens de l'entreprise. Les contrôles et les systèmes connexes font l'objet d'examen périodique par les vérificateurs internes.

Les données financières ont été examinées par les vérificateurs externes, Touche Ross & Cie. C'est à eux qu'il incombe d'exprimer une opinion professionnelle sur la fidélité des états financiers fournis par la direction. Le Rapport des vérificateurs précise leur opinion et la portée de leur examen.

BILAN CONSOLIDÉ

AU 31 MARS 1988

Actif	1988	1987
Immobilisations		
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant, moins l'amortissement cumulé et la construction en cours *(note 2)*	2 362 609 298 $	2 378 025 436 $
Actif à court terme		
Liquidités et placements à court terme	139 028 004	24 079 920
Débiteurs	94 936 124	111 271 448
Matériel, fournitures et combustibles	72 611 403	72 963 969
Charges payées d'avance	3 077 771	2 833 799
	309 653 302	211 149 136
Charges reportées		
Différences de change latentes, moins les montants amortis *(note 3)*	94 737 020	154 171 578
Déclassement de la centrale nucléaire	53 533 908	55 675 272
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets, moins les montants amortis	17 709 382	20 292 122
Autres charges reportées	7 940 562	2 870 949
	173 920 872	233 009 921
Fonds détenus à des fins particulières		
Fonds d'assurance *(note 4)*	–	7 527 823
	2 846 183 472 $	2 829 712 316 $

Au nom de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Rayburn Doucett, président

Eric C. Garland, commissaire

BILAN CONSOLIDÉ

AU 31 MARS 1988

Passif	1988	1987
Dette à long terme *(note 5)*		
Garantis par la province du Nouveau-Brunswick		
Débentures et billets émis par la Commission	1 603 681 965 $	1 728 689 431 $
Billet à payer à L'Énergie Atomique du Canada, Limitée	332 813 814	337 724 486
Emprunts à la Commission d'énergie du Nord canadien	39 938 997	41 877 604
Autre dette à long terme – non garantie	148 655 487	40 672 612
	2 125 090 263	2 148 964 133
Moins tranche échéant à moins d'un an	331 273 353	60 509 348
	1 793 816 910	2 088 454 785
Passif à court terme		
Dette à court terme *(note 6)*	7 933 679	6 468 959
Créditeurs et frais courus	52 204 332	64 342 897
Intérêts courus	102 308 922	104 908 528
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	331 273 353	60 509 348
Retenues sur les contrats en cours	1 615 536	2 382 151
Dépôts de garantie	1 564 971	1 315 798
	496 900 793	239 927 681
Passif reporté		
Compte de stabilisation des ventes d'économie *(note 7)*	10 792 953	267 780
Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire *(note 8)*	108 938 193	97 349 090
Autres éléments de passif reporté *(note 9)*	4 010 784	–
	123 741 930	97 616 870
Participation minoritaire dans une filiale	(32 292)	9 025
Réserves *(note 10)*	278 579 974	270 035 974
Bénéfices conservés dans l'entreprise	153 176 157	133 667 981
	2 846 183 472 $	2 829 712 316 $

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS

DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 1988

	1988		1987	
Produits				
Ventes d'électricité				
À l'intérieur de la province	567 810 876 $		542 030 089 $	
À l'extérieur de la province *(note 11)*	285 137 931		268 502 369	
Ventes de vapeur	4 857 403		4 796 952	
Autres	9 144 292		9 900 726	
		866 950 502 $		825 230 136 $
Charges				
Achats d'électricité	131 563 572		120 424 919	
Production d'électricité				
Combustibles	175 243 798		130 511 569	
Autres charges	108 964 046		93 270 976	
Frais d'exploitation, d'entretien, d'administration et frais généraux	92 393 588		91 091 269	
Amortissement *(note 1a)*	82 157 103		81 250 152	
		590 322 107		516 548 885
Bénéfice avant les intérêts et le change		276 628 395		308 681 251
Intérêts et change	258 556 686		267 492 690	
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	3 883 253		2 946 638	
Amortissement des différences de change latentes	22 303 624		34 160 483	
	284 743 563		304 599 811	
Déduire				
Produit des fonds d'amortissement et des autres placements	44 286 053		41 390 513	
Intérêts capitalisés	2 365 147		2 569 354	
	46 651 200		43 959 867	
		238 092 363		260 639 944
Bénéfice net d'exploitation de l'exercice avant les postes suivants		38 536 032		48 041 307
Redressement pour la normalisation de la production	7 956 000		(16 135 000)	
Virement du *(au)* compte de stabilisation des ventes d'économie *(note 7)*	(10 525 173)		(2 179 430)	
		(2 569 173)		(18 314 430)
Bénéfice net de l'exercice avant les postes suivants		35 966 859		29 726 877
Achalandage imputé à l'exercice	–		(580,692)	
Part des actionnaires minoritaires dans les pertes de la filiale	41 317		158 251	
		41 317		(422 441)
Bénéfice net de l'exercice		36 008 176 $		29 304 436 $

ÉTAT CONSOLIDÉ DES BÉNÉFICES CONSERVÉS DANS L'ENTREPRISE

DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 1988

	1988	1987
Solde au début de l'exercice	133 667 981 $	121 363 545 $
Virement - réserve pour assurances *(note 4)*	7 500 000	–
Bénéfice net de l'exercice	36 008 176	29 304 436
	177 176 157	150 667 981
Affectation à la réserve pour la normalisation de la production	24 000 000	17 000 000
Solde à la fin de l'exercice	153 176 157 $	133 667 981 $

ÉTAT CONSOLIDÉ DE L'ÉVOLUTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE

DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 1988

	1988	1987
Activités d'exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	36 008 176 $	29 304 436 $
Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit mais n'entraînant pas de sortie de fonds au cours de l'exercice	128 560 801	149 892 941
Liquidités tirées des activités d'exploitation	164 568 977	179 197 377
Activités de financement		
Remboursement de la dette et paiements au fonds d'amortissement	(99 548 935)	(95 467 654)
Prise en charge des dettes de la filiale acquise	–	40 496 061
Augmentation des engagements par la dette à long terme	111 505 486	2 631 102
Liquidation du fonds d'assurance	7 918 281	–
Liquidités provenant des *(affectées aux)* activités de financement	19 874 832	(52 340 491)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(70 990 627)	(114 002 697)
Augmentation des charges reportées	(5 897 399)	(755 010)
Placement dans les éléments d'actif de la filiale	–	(41 504 592)
Montants financés par les contributions des abonnés, les subventions gouvernementales et le produit de l'aliénation d'immobilisations	4 739 276	40 617 329
Liquidités provenant des *(affectées aux)* activités d'investissement	(72 148 750)	(115 644 970)
Évolution nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	1 188 305	11 582 040
Augmentation nette des liquidités au cours de l'exercice	113 483 364	22 793 956
Situation de trésorerie au début de l'exercice	17 610 961	(5 182 995)
Situation de trésorerie à la fin de l'exercice	131 094 325 $	17 610 961 $
Représenté par		
Liquidités et placements à court terme	139 028 004 $	24 079 920 $
Dette à court terme	(7 933 679)	(6 468 959)
	131 094 325 $	17 610 961 $

NOTES COMPLÉMENTAIRES
31 MARS 1988

1. Sommaire des principales conventions comptables

Les présents états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus au Canada et tiennent compte du mandat de la Commission de fixer les tarifs de l'électricité. Les états financiers comprennent les comptes de la Commission et ceux de sa filiale détenue à 90 %, N.B. Coal Limited.

a) Immobilisations – acquisitions et aliénations

Le prix coûtant des nouvelles immobilisations comprend le coût d'origine des services de sous-traitance, de la main-d'oeuvre directe et du matériel, des intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et des frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois.

Les intérêts courus durant la construction sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des abonnés de même que les subventions gouvernementales pour les nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des installations financées. Les montants reçus des abonnés sont amortis sur la durée d'utilisation prévue des biens en question et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

La Commission calcule l'amortissement de tous les biens à des taux permettant d'amortir leur prix coûtant, déduction faite de la valeur de récupération prévue, le cas échéant, sur leur durée d'utilisation prévue. La centrale nucléaire est amortie suivant une méthode d'indexation des coûts qui tient compte d'une augmentation annuelle de 3 %. L'amortissement du matériel minier détenu en vertu d'un contrat de location-acquisition est calculé d'après une méthode d'amortissement croissant, le montant de l'amortissement étant égal au remboursement en capital requis en vertu de l'obligation découlant du contrat, de sorte que l'amortissement annuel et les intérêts imputés aux résultats représentent des montants équivalant aux versements annuels effectués sur la durée du contrat de location. Toutes les autres immobilisations sont amorties suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des immobilisations qui ont fait l'objet de subventions gouvernementales. La durée d'utilisation composite prévue des principales catégories d'immobilisations est révisée périodiquement et s'établit comme suit:

Biens	Années
Centrales hydro-électriques	83
Centrales thermiques	30
Centrale nucléaire	30
Centrale de production par turbine à gaz	25
Centrale diesel	20
Postes de transport et de distribution	30
Réseau de transport	45
Réseau de distribution	28
Bâtiments	
- généraux	40
- siège social	50
Matériel minier	20

La durée d'utilisation composite prévue des centrales hydro-électriques et du réseau de transport a été modifiée en date du 1er avril 1987 par rapport aux périodes d'amortissement antérieures, qui étaient respectivement de 68 ans et de 40 ans. La durée d'utilisation prévue des biens d'autres catégories a aussi été modifiée. À la suite de ces changements, la dotation à l'amortissement de l'exercice terminé le 31 mars 1988 a été réduite de 2 650 000 $.

b) Stocks

Les stocks de matériel et de fournitures sont évalués au prix coûtant moyen. Les stocks de pétrole et de combustible nucléaire sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif. Les stocks de charbon sont évalués au coût moyen, qui englobe le coût de la main-d'oeuvre directe et les frais généraux, ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

c) Escomptes, primes et frais d'émission de débentures et de billets
La Commission amortit les escomptes ou les primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

d) Autres charges reportées
Les frais d'arpentage et d'ingénierie relatifs aux projets de construction à l'étude sont reportés jusqu'à ce que la Commission autorise la construction. Ces frais et des frais de mise en marche et les frais nets de mise en valeur reliés à l'exploitation minière, ainsi que certains frais de formation sont alors amortis sur les revenus futurs, soit directement, soit par une dotation annuelle à l'amortissement à la suite de la capitalisation de certains éléments. Les frais des études géologiques importantes entreprises pour découvrir les gisements de charbon et en déterminer la qualité sont reportés et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur cinq ans, à compter de l'année suivant celle au cours de laquelle les frais d'exploration ont été engagés.

e) Opérations conclues en monnaie étrangère
Les éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars CA aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'ils ont fait l'objet d'une opération de couverture par le biais de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains ou les pertes non matérialisés résultant de la conversion de postes à long terme sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante des éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe correspondants, à l'exception des montants reliés au financement d'importants projets de construction en cours qui sont reportés jusqu'à l'achèvement des travaux et qui sont amortis sur la durée de vie restante des éléments de passif à valeur vénale fixe correspondants. Le solde non amorti des gains ou des pertes de change reportés est accumulé dans un compte de différences de change latentes qui figure au bilan sous la rubrique Charges reportées.

Les gains ou les pertes de change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont portés aux résultats au moment où ils surviennent.

f) Produits
Les abonnés du service résidentiel et du service général sont facturés mensuellement à différentes dates selon un système de facturation cyclique. Tous les autres abonnés sont facturés à la fin du mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période financière sont estimés et inscrits aux comptes.

g) Charges ou produits reportés
La Commission fixe annuellement ses tarifs afin de récupérer ses charges d'exploitation et un taux de rendement de son capital investi, conformément aux principes d'une gestion financière prudente. Chaque année, certains facteurs reliés aux conditions hydrauliques, au rendement de la centrale nucléaire et aux ventes d'économie, sur lesquels la Commission n'a bien souvent aucun contrôle, entraînent des charges ou des produits qui sont différents de ceux dont on a tenu compte à l'origine pour calculer les revenus nécessaires. La Commission comptabilise ces écarts imprévisibles par le biais d'un redressement pour la normalisation de la production et d'un compte de stabilisation des ventes d'économie.

Redressement pour la normalisation de la production
Dans le but de normaliser les coûts de production variant dans la mesure où les conditions hydrauliques et le rendement de la centrale nucléaire s'écartent de la moyenne, la Commission débite ou crédite annuellement les résultats d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau moyen. Le débit ou crédit compensateur est imputé à la réserve pour la normalisation de la production. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau réunies depuis 35 ans ainsi que sur le rendement de la centrale nucléaire prévu à partir de statistiques relatives à des centrales comparables et de l'expérience du dossier d'exploitation du groupe nucléaire.

Compte de stabilisation des ventes d'économie
Chaque année, la Commission débite ou crédite les résultats de l'écart entre les bénéfices prévus et réels découlant des ventes d'économie aux services publics avoisinants. Le débit ou crédit compensateur est porté au compte de stabilisation des ventes d'économie. Les montants ainsi reportés sont compris dans le calcul des revenus éventuels nécessaires en versements égaux sur une période de trois ans et sont amortis de cette façon dans l'état des résultats.

h) Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire
Afin de pourvoir aux coûts futurs afférents à l'évacuation définitive des déchets de combustible nucléaire irradié et au déclassement de la centrale nucléaire et afin que l'emplacement ne soit, par conséquent, plus assujetti à un usage restreint, la Commission porte annuellement aux résultats des montants qui, majorés des intérêts, couvriront les coûts de ces activités futures au fur et à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après une étude détaillée qui tient compte de diverses hypothèses sur le moyen et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanente et la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Relativement au combustible nucléaire irradié, la charge annuelle est fonction de la quantité de combustible nucléaire consommée, tandis que le coût du déclassement de la centrale nucléaire est établi d'après des charges annuelles égales réparties sur la durée d'utilisation de la centrale.

La Commission inscrit ces opérations dans des comptes de charges et de passif reportés. Le montant total qui doit être perçu pendant la durée d'utilisation de la centrale à l'égard du déclassement a été comptabilisé à partir de la date d'entrée en service de la centrale nucléaire. Le montant perçu des abonnés pour le déclassement est déduit chaque année du compte de charges reportées. Quant aux charges liées à l'évacuation des déchets de combustible irradié consommé pendant l'année et perçues des abonnés et aux intérêts composés annuellement sur les sommes perçues des abonnés et cumulées, elles sont ajoutées au compte de passif reporté. Les intérêts sont calculés d'après le taux d'emprunt à long terme accordé à la Commission et sont imputés chaque année aux résultats.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement des centrales nucléaires et de gestion des déchets de combustible irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Commission met périodiquement ses calculs à jour et effectue les redressements de façon prospective.

i) Régimes de retraite
Les employés de la Commission souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés. La Commission et ses employés versent des cotisations au régime comme le stipule la Loi sur la pension de retraite dans les services publics et la portion des cotisations payée par la Commission est imputée aux résultats.

Une évaluation actuarielle a été effectuée afin de déterminer la quote-part de la Commission dans l'obligation non capitalisée découlant du régime de retraite de la province. À la suite de cette évaluation, la Commission, pour financer l'obligation, impute aux frais d'exploitation des sommes jugées adéquates, lorsqu'elles sont cumulées avec les intérêts sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des salariés, et ce, à compter de l'exercice terminé le 31 mars 1988. Les sommes ainsi imputées aux frais d'exploitation apparaissent au bilan à la rubrique "Autres éléments de passif reporté".

N.B. Coal Limited maintient un régime de retraite par lequel ses employés versent un pourcentage de leurs gains et la société paie tous les autres coûts. Les prestations de retraite sont basées sur les cotisations des employés au régime. La dernière révision actuarielle, effectuée en janvier 1986, a indiqué que toutes les prestations acquises ont été provisionnées. Les frais du régime de retraite reliés aux services courants sont imputés aux résultats et provisionnés dans la période au cours de laquelle le service est rendu. Les prestations spéciales de retraite anticipée et les allocations de départ sont imputées aux résultats et provisionnées lorsqu'elles sont versées.

2. Immobilisations

	1988	1987
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coutant		
Centrales électriques	2 269 766 083 $	2 224 664 146 $
Réseau de transport	175 390 431	163 382 523
Postes de distribution	210 160 307	205 761 100
Réseau de distribution	347 931 052	321 134 000
Autres propriétés	33 026 066	28 296 292
Matériel de communication	7 419 970	6 698 060
Matériel minier et éléments d'actif correspondants	50 374 349 *	49 763 766 *
Véhicules et matériel divers	40 169 161	35 385 216
	3 134 237 419	3 035 085 103
Moins		
Contributions pour aide à la construction	15 163 714	14 656 376
Subventions gouvernementales	58 000 000	57 993 313
	73 163 714	72 649 689
	3 061 073 705	2 962 435 414
Moins l'amortissement cumulé	723 413 687	642 875 907
	2 337 660 018	2 319 559 507
Construction en cours	24 949 280	58 465 929
	2 362 609 298 $	2 378 025 436 $

*Comprend 34 792 241 $ (34 792 241 $ en 1987), montant brut des immobilisations en vertu d'un contrat de location-acquisition. L'amortissement cumulé comprend 8 798 181 $ (7 428 858 $ en 1987) à l'égard de ces immobilisations.

3. Différences de change latentes, moins les montants amortis

	1988	1987
Différence de change à la date du bilan		
Relative aux débentures et aux billets émis par la Commission		
Remboursable en francs suisses	96 396 689 $	89 216 640 $
Remboursable en dollars US	125 124 254	183 521 963
Relative à d'autres débentures émises		
Remboursable en dollars US	(1 737 000)	–
Prime de change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère détenus dans des fonds d'amortissement maintenus par la province du Nouveau-Brunswick	(1 555 987)	(13 128 152)
Prime de change sur les éléments d'actif détenus dans le fonds d'assurance	–	(27 823)
	218 227 956	259 582 628
Moins l'amortissement cumulé	123 490 936	105 411 050
	94 737 020 $	154 171 578 $

4. Fonds d'assurance

Le 3 avril 1987, la Commission a liquidé son fonds d'assurance et a viré le solde de sa réserve d'assurances aux bénéfices conservés dans l'entreprise. La Commission est d'avis qu'il n'est plus nécessaire de constituer une réserve pour ce genre de pertes, étant donné l'importance accrue du service.

5. Dette à long terme

Débentures et billets émis par la Commission

Échéance	*Taux d'intérêt*	1988	1987
Remboursables en dollars CA			
1988 1er novembre	5½	2 000 000 $	2 000 000 $
1989 15 octobre	8½	228 000	228 000
1990 10 janvier	11¼	50 000 000	50 000 000
1990 15 mai	13¾	73 117 000	73 117 000
1990 1er août	9	293 000	293 000
1991 1er juillet	5¾	5 000 000	5 000 000
1992 15 mars	5½	7 350 000	7 350 000
1993 8 février	11¾	100 000 000	100 000 000
1993 1er novembre	5½	6 000 000	6 000 000
1994 15 juin	5½	10 000 000	10 000 000
1994 31 décembre	5½	3 790 000	3 790 000
1995 1er mai	6¼	15 000 000	15 000 000
1995 15 mai	10⅜	20 000 000	20 000 000
1995 15 octobre	5¾	7 500 000	7 500 000
1996 1er janvier	6¾	13 800 000	13 800 000
1996 1er mars	6¾	4 000 000	4 000 000
1996 1er octobre	6½	6 100 000	6 100 000
1996 15 novembre	7⅞	20 000 000	20 000 000
1997 15 octobre	8⅜	20 000 000	20 000 000
1998 15 novembre	8½	25 000 000	25 000 000
1999 1er octobre	11	24 674 000	24 674 000
1999 31 décembre	5½	8 210 000	8 210 000
2000 1er mars	10	50 000 000	50 000 000
2000 25 août	11⅞	35 000 000	35 000 000
2003 21 décembre	10¼	75 000 000	75 000 000
2004 1er novembre	13¼	100 000 000	100 000 000
2005 10 janvier	11¼	50 000 000	50 000 000
2005 1er mai	12½	75 000 000	75 000 000
		807 062 000	807 062 000
Remboursables en francs suisses			
1991 26 septembre *(80 000 000 FS)*	5	33 111 200	33 111 200
1992 30 août *(73 770 000 FS)*	5¼	33 203 877	33 203 877
1993 30 mars *(75 000 000 FS)*	3¾	39 979 100	42 834 750
Dollars CA à la date d'émission		106 294 177	109 149 827
Différence de change à la date du bilan		96 396 689	89 216 640
		202 690 866	198 366 467

Échéance	*Taux d'intérêt*	1988	1987
Remboursables en dollars US			
1987 1er septembre	5¼	– $ US	624,000 $ US
1988 1er octobre	17	60 000 000	60,000,000
1989 1er mars	16¼	75 000 000	75 000 000
1990 15 avril	5	4 847 000	5 705 000
1991 1er mai	5½	6 366 000	7 148 000
1991 1er mai	15	100 000 000	100 000 000
1991 15 novembre	6	17 500 000	17 500 000
1992 15 octobre	6½	15 000 000	15 000 000
1993 15 février	6⅞	15 000 000	15 000 000
1994 1er février	7¾	10 000 000	10 000 000
1994 10 juin	7¾	55 000 000	55 000 000
1995 1er octobre	10½	75 000 000	75 000 000
1997 15 février	9	62 500 000	68 750 000
1998 1er avril	7⅞	30 825 000	32 400 000
2001 1er mai	9⅜	100 000 000	100 000 000
2004 1er avril	8¾	50 000 000	50 000 000
2005 15 janvier	10	75 000 000	75 000 000
2007 1er août	8¾	75 000 000	75 000 000
Dollars US		827 038 000	837 127 000
Prime de change à la date d'émission		71 512 341 $ CA	71 942 342 $ CA
Différence de change à la date du bilan		125 124 254	183 521 963
		1 023 674 595	1 092 591 305
		2 033 427 461	2 098 019 772
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu en fiducie par la province du Nouveau-Brunswick			
Valeur comptable		428 189 509	356 202 189
Prime de change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère		1 555 987	13 128 152
		429 745 496	369 330 341
		1 603 681 965 $	1 728 689 431 $

	1988	1987
L'Énergie Atomique du Canada, Limitée		
Billet à 9,7064 % l'an, remboursable en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts jusqu'en 2008	332 813 814 $	337 724 486 $
Commission d'énergie du Nord canadien		
Emprunts remboursables en versements annuels comprenant le capital et les intérêts à des taux variant entre 4½ % et 8½ % l'an jusqu'en 2011	39 938 997 $	41 877 604 $
Autre dette à long terme – non garantie		
Débentures émises		
Remboursables le 3 mars 2018 et portant intérêt à 9½ % par année	90,000,000 $ US	– $ US
Prime de change à la date d'émission	22,806,000 $ CA	– $ CA
Différence de change à la date du bilan	(1 737 000)	–
Ces débentures étaient détenues par la province du Nouveau-Brunswick le 31 mars 1988	111 069 000	–
Cité de Campbellton – relativement à l'achat du réseau de distribution; remboursable, à 9¼ % l'an, en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts jusqu'en 1993	656 676	756 632
Gouvernement du Canada – relativement à la construction de la ligne de transport de Coleson Cove à Salisbury; remboursable, à des taux variant entre 9¼ % et 9⅝ % l'an, en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts jusqu'en 2011	6 050 258	6 126 160
Emprunts à terme de N.B. Coal, remboursables sur demande, à un taux d'intérêt se rapprochant du taux préférentiel bancaire, selon des dispositions de remboursement à terme jusqu'en 1992	3 650 000	4 792 000
Obligations en vertu d'un contrat de location-acquisition		
Les obligations en vertu d'un contrat de location-acquisition de matériel minier comprennent les éléments suivants:		
Scotia Leasing Limited, remboursables ainsi que les intérêts à 7,35 % l'an en versements semestriels égaux jusqu'en 1999	26 741 843	28 290 570
Autres	487 710	707 250
	27 229 553	28 997 820
Autre dette à long terme – non garantie	148 655 487 $	40 672 612 $

Remboursement de la dette à long terme
Les versements (déduction faite des fonds d'amortissement qui, d'après les prévisions, seront disponibles à l'échéance, y compris les revenus réels au 31 mars 1988 et les revenus futurs calculés à 8 %) et les obligations relatives au fonds d'amortissement, ainsi que les paiements minimaux en vertu de contrats de location, à l'égard de la dette impayée au 31 mars 1988 sont les suivants pour les cinq exercices se terminant le 31 mars 1993 et tiennent compte des taux de change en vigueur au 31 mars 1988 dans le cas d'une dette libellée en monnaie étrangère:

	Versements et obligations relatives au fonds d'amortissement	Paiements minimaux en vertu de contrats de location
Exercice se terminant le 31 mars 1989	331 300 000 $	3 906 556 $
Exercice se terminant le 31 mars 1990	100 700 000	3 803 556
Exercice se terminant le 31 mars 1991	131 900 000	3 224 686
Exercice se terminant le 31 mars 1992	86 300 000	3 118 686
Exercice se terminant le 31 mars 1993	195 600 000	3 118 686
Exercices se terminant les 31 mars 1994 à 1999		25 119 797
Total des paiements minimaux en vertu de contrats de location		42 291 967
Moins la somme représentant les intérêts théoriques		15 062 414
		27 229 553 $

Fonds d'amortissement
Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Commission, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures exigeant un tel fonds. Les revenus des fonds d'amortissement sont portés à l'état des résultats de la Commission. Les débentures de la Commission retenues dans le fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

6. Dette à court terme
Les emprunts bancaires à court terme sont remboursables sur demande et figurent au bilan, avec les chèques impayés, sous la rubrique Dette à court terme. La Commission dispose de marges de crédit bancaires, garanties par la province du Nouveau-Brunswick, pour des emprunts à court terme totalisant 130 000 000 $. La Commission emprunte également, à l'occasion et à des fins temporaires, des fonds de sources différentes, y compris de la province du Nouveau-Brunswick.

N.B. Coal Limited a des marges de crédit bancaire qui, de concert avec les emprunts à terme remboursables sur demande mentionnés à la note 5, sont garanties par une cession générale des créances, une cession des stocks en vertu de l'article 178 de la Loi sur les banques ainsi que par une hypothèque mobilière sur certains éléments d'actif.

Le total des emprunts à court terme s'établissait à 1 845 251 $ au 31 mars 1988 (1 123 937 $ en 1987).

7. Compte de stabilisation des ventes d'économie

	1988	1987
Solde au début de l'exercice	267,780 $	(1,911,650)$
Excédent des bénéfices prévus sur les bénéfices réels découlant des ventes d'économie de l'exercice	8 940 095	4 044 015
Montant amorti	1 585 078	(1 864 585)
	10 525 173	2 179 430
Solde à la fin de l'exercice	10 792 953 $	267 780 $

8. Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire

	1988	1987
Solde au début de l'exercice	97 349 090 $	87 503 826 $
Montants perçus des abonnés pour couvrir les frais de gestion des déchets de combustible nucléaire consommé au cours de l'exercice	6 736 511	6 200 312
Intérêts	4 852 592	3 644 952
Compte de passif reporté pour la gestion des déchets de combustible irradié et le déclassement de la centrale nucléaire	108 938 193	97 349 090
Moins le compte de charges reportées pour le déclassement de la centrale nucléaire	53 533 908	55 675 272
Montant cumulé perçu des abonnés	55 404 285 $	41 673 818 $

Les charges et les intérêts liés à la gestion des déchets de combustible irradié et au déclassement de la centrale nucléaire sont inclus dans le calcul des exigences en matière de produits chaque année et imputés aux abonnés de la province et aux clients interconnectés par le biais des ventes d'électricité. Le montant total perçu de cette manière correspond à la différence entre le compte de passif et le compte de charges reportées pour le déclassement de la centrale nucléaire. Ce montant, qui comprend 41 689 589 $ pour l'évacuation des déchets de combustible nucléaire consommé jusqu'à maintenant et 13 714 696 $ pour le déclassement de la centrale nucléaire, sert actuellement de source de fonds à la Commission.

9. Autres éléments de passif reporté

	1988	1987
Provision pour obligation non capitalisée découlant du régime de retraite	2 775 000 $	–
Provision pour coûts de remise en état de terrains de N.B. Coal	1 235 784	–
	4 010 784 $	–

10. Réserves

	1988	1987
Normalisation de la production		
Solde au début de l'exercice –	262 535 974 $	229 400 974 $
Redressement pour la normalisation de la production	(7 956 000)	16 135 000
Affectation à la normalisation de la production	24 000 000	17 000 000
Solde à la fin de l'exercice	278 579 974	262 535 974
Assurances *(note 4)*	–	7 500 000
	278 579 974 $	270 035 974 $

Réserve pour la normalisation de la production
Outre le redressement annuel des coûts de production décrit à la note 1g), la Commission augmente la réserve, ainsi qu'elle le juge utile, par des virements à même les bénéfices conservés dans l'entreprise. Le montant total des virements à la réserve s'élevait à 176 000 000 $ au 31 mars 1988 (152 000 000 $ en 1987). Ces virements sont effectués afin de permettre de s'assurer que la réserve soit constituée d'un montant suffisamment élevé pour couvrir le coût de l'électricité de remplacement au cas où le débit d'eau et le rendement de la centrale nucléaire seraient touchés par des conditions défavorables pendant une période prolongée.

11. Ventes d'électricité

Les ventes d'électricité à l'extérieur de la province comprennent des ventes de 253 223 185 $ (242 251 795 $ en 1987) à des entreprises de services publics aux États-Unis.

Le montant de ces ventes comprend des coûts marginaux de combustibles et d'exploitation plus une marge de bénéfice net pour la Commission.

12. Événements postérieurs au bilan

Le 11 mai 1988, la Commission a conclu une entente relative à l'émission, le 15 juillet 1988, de 75 000 000 FS de débentures 4 % venant à échéance le 15 juillet 1992.

Le 26 mai 1988, la Commission a exercé son droit en avisant les porteurs de débentures que 73 770 000 FS de débentures 5¼ %, qui devaient à l'origine arriver à échéance le 30 août 1992, feraient l'objet d'un rachat anticipé le 30 août 1988.

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Touche Ross

Monsieur Frank McKenna
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1988 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices conservés dans l'entreprise et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1988, ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Touche Ross

Comptables agréés

Fredericton (N.-B.)
le 27 juin 1988

Touche Ross & Cie.
Comptables agréés
860, Place Carleton
520, rue King
Fredericton
(Nouveau-Brunswick)
E3B 6G3
Téléphone: 506 458-8105

DIRECTION

Membres de la direction

Arthur J. O'Connor
Président-directeur général

Frank C. MacLoon
Vice-président exécutif

Richard A. Toner
Vice-président principal
Administration

G. Linwood Titus
Vice-président principal
Exploitation

Peter J. Dykeman, C.R.
Vice-président, Contentieux et
Secrétaire corporatif

Kenneth B. Little
Vice-président, Finances

Terrence S. Thompson
Directeur, Affaires publiques et
Commercialisation

Frank H. Ryder
Directeur,
Études économiques générales

Membres de la Commission

*Rayburn D. Doucett, *président*

Eric C. Garland

*George Lloyd

*Gary Long

Bélonie Mallet

Donna K. Young

**Gaétan Bossé

**Harry Williston

**Leslie I. Hull

**William K. Cleghorn

**Louis E. Landry

**William T. McRae

**George W. Sparks

*Nommé membre du Conseil en cours d'exercice
**Sorti du Conseil en cours d'exercice

BILAN DE LA PRODUCTION ET DES VENTES *pour l'année financière terminée le 31 mars 1988*

	1988 kilowattheures	1987 kilowattheures	Différence en kilowattheures	
Production				
Hydraulique	2 113 086 300	2 756 020 200	– 642 933 900	– 23,3%
Thermique	5 588 646 500*	3 862 215 000*	1 726 431 500	44,7%
Nucléaire	5 453 420 000	5 625 467 000	– 172 047 000	– 3,1%
Diesel	172 500	31 100	141 400	454,7%
Achats	5 745 221 400	6 659 879 000	– 914 657 600	– 13,7%
Production brute et achats	18 900 546 700	18 903 612 300	– 3 065 600	–
Consommation des centrales	779 999 300	776 920 000	3 079 300	0,4%
Production nette et achats	18 120 547 400	18 126 692 300	6 144 900	–
Pertes – transformation et transport	690 517 370	625 254 492	65 262 878	10,4%
Pertes – % de la production nette et achats	3,8%	3,5%		
Total de l'énergie distribuée	17 430 030 030	17 501 437 808	– 71 407 778	– 0,4%
** (Portion de Dalhousie N°2 appartenant à l'I.-P.-É. non comprise)*				
Ventes				
Ventes en gros	910 460 065	876 888 309	33 571 756	3,8%
Usage industriel	4 968 943 321	4 666 341 126	302 602 195	6,5%
Usage général	1 498 517 523	1 443 659 482	54 858 041	3,8%
Usage domestique	3 361 045 873	3 256 193 095	104 852 778	3,2%
Consomm. annuelle moyenne par abonnement domestique	14 328	14 201		
Éclairage public	60 619 862	57 950 901	2 668 961	4,6%
Total des ventes intra-provinciales	10 799 586 644	10 301 032 913	498 553 731	4,8%
Ventes d'interconnexions	6 299 914 000	6 917 621 000	– 617 707 000	– 8,9%
Total général des ventes	17 099 500 644	17 218 653 913	– 119 153 269	– 0,7%
Auto-consommation – centrales et autres installations	780 394 235	777 325 559	3 068 676	– 0,4%
Pertes totales	1 020 651 821	907 632 828	113 018 993	12,5%
Production brute et achats	18 900 546 700	18 903 612 300	– 3 065 600	–

BILAN ET STATISTIQUES D'EXPLOITATION

	31 mars 1988	31 mars 1987	31 mars 1986	31 mars 1985	31 mars 1984
Puissance installée des centrales – kW	3 189 976	3 189 976	3 189 976	3 189 976	3 136 576
Production brute et achats – kW.h	18 900 546 700	18 903 612 300	18 238 478 600	16 767 216 300	16 299 213 045
Total de l'énergie distribuée – kW.h	17 430 030 030	17 501 437 808	16 868 179 652	15 373 362 256	14 878 818 986
Revenu global	866 950 502 $	825 230 136 $	894 349 683 $	834 207 263 $	768 678 286 $
Total des dépenses et des affectations	854 942 326 $	812 925 700 $	880 421 689 $	828 600 337 $	767 725 791 $
Immobilisations, y compris les projets en cours	3 086 022 985 $	3 020 901 343 $	2 903 246 670 $	2 857 840 021 $	2 774 479 060 $
Actif à court terme	309 653 302 $	211 149 136 $	205 458 297 $**	190 109 633 $	177 891 920 $
Passif à court terme	496 900 793 $	239 927 681 $	255 352 964 $	2 308 998 965 $	283 747 745 $
Stocks	72 611 403 $	72 963 969 $	67 069 700 $	78 457 920 $	64 455 755 $
Dette nette à long terme	1 793 816 910 $	2 088 454 785 $	2 162 631 985 $	2 127 953 404 $**	2 123 004 783 $**
Actif du fonds d'amortissement	429 745 496 $	369 330 341 $	318 077 572 $	253 682 054 $**	191 820 714 $**
Amortissement accumulé	723 413 686 $	642 875 907 $	550 568 272 $	484 942 575 $	415 100 166 $
Autres réserves et bénéfices conservés dans l'entreprise et participation minoritaire dans une filiale	431 723 839 $	403 712 980 $	358 264 519 $**	311 780 781 $	274 414 855 $
Réserves, bénéfices conservés dans l'entreprise, participation minoritaire dans une filiale et amortissement accumulé	1 155 137 525 $	1 046 588 887 $	908 832 791 $**	796 723 356 $	689 515 021 $
Total des réserves et des bénéfices conservés dans l'entreprise en pourcentage des immobilisations	37,4%	34,6%	31,3%	27,9%	24,9%
Kilomètres de lignes de transport	6 259	6 160	6 105	6 033	5 805
Kilomètres de circuits de distribution	24 155	23 861	23 494	23 255	22 986
Nombre d'abonnements domestiques	234 572	229 293	223 579	218 837	214 478
Nombre d'abonnements industriels	1 637	1 574	1 540	1 478	1 450
Nombre d'abonnements – usage général	19 806	19 232	18 756	18 283	17 804
Nombre d'abonnements – éclairage public	2 556	2 387	2 234	2 199	2 145
Nombre d'abonnements desservis directement	258 571	252 486	246 109	240 797	235 877
Nombre d'abonnements desservis indirectement	38 773	38 436	38 169	37 641	37 644
Nombre total d'abonnements	297 344	290 922	284 278	278 438	273 521

***Montant redressé*

CARTE DES INTERCONNEXIONS

CENTRALES

	Nombre de tranches	Puissance installée en kW
Hydro-électriques		
Mactaquac	6	653400
Beechwood	3	115000
Grand-Sault	4	63000
Tobique	2	20000
Sisson	1	10000
Milltown	7	3900
Total	23	865300
Nucléaire		
Point Lepreau	1	630000
Total	1	630000
Mazout/Charbon		
Coleson Cove (Mazout)	3	1005000
Courtenay Bay (Mazout)	4	263365
Dalhousie (Mazout/Charbon)	2	280000
Grand Lake 2 (Charbon)	4	85000
Chatham (Charbon/Mazout)	2	32500
Moncton (Diesel)	1	25000
Grand Manan (Diesel)	5	3811
Total Mazout/Charbon	21	1694676
Total général	**45**	**3189976**

For English copies of this report contact:

The New Brunswick Electric Power Commission
Public Affairs
P.O. Box 2000
Fredericton, N.B.
E3B 4X1

Pour recevoir des exemplaires en français du rapport, veuillez communiquer avec:

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
C.P. 2000
Fredericton (N.-B.)
E3B 4X1

ISSN 0382 2990